

※Extra-employee

Fig. 3-2 Organization Chart of "AGOYAN" Hydro Power Station

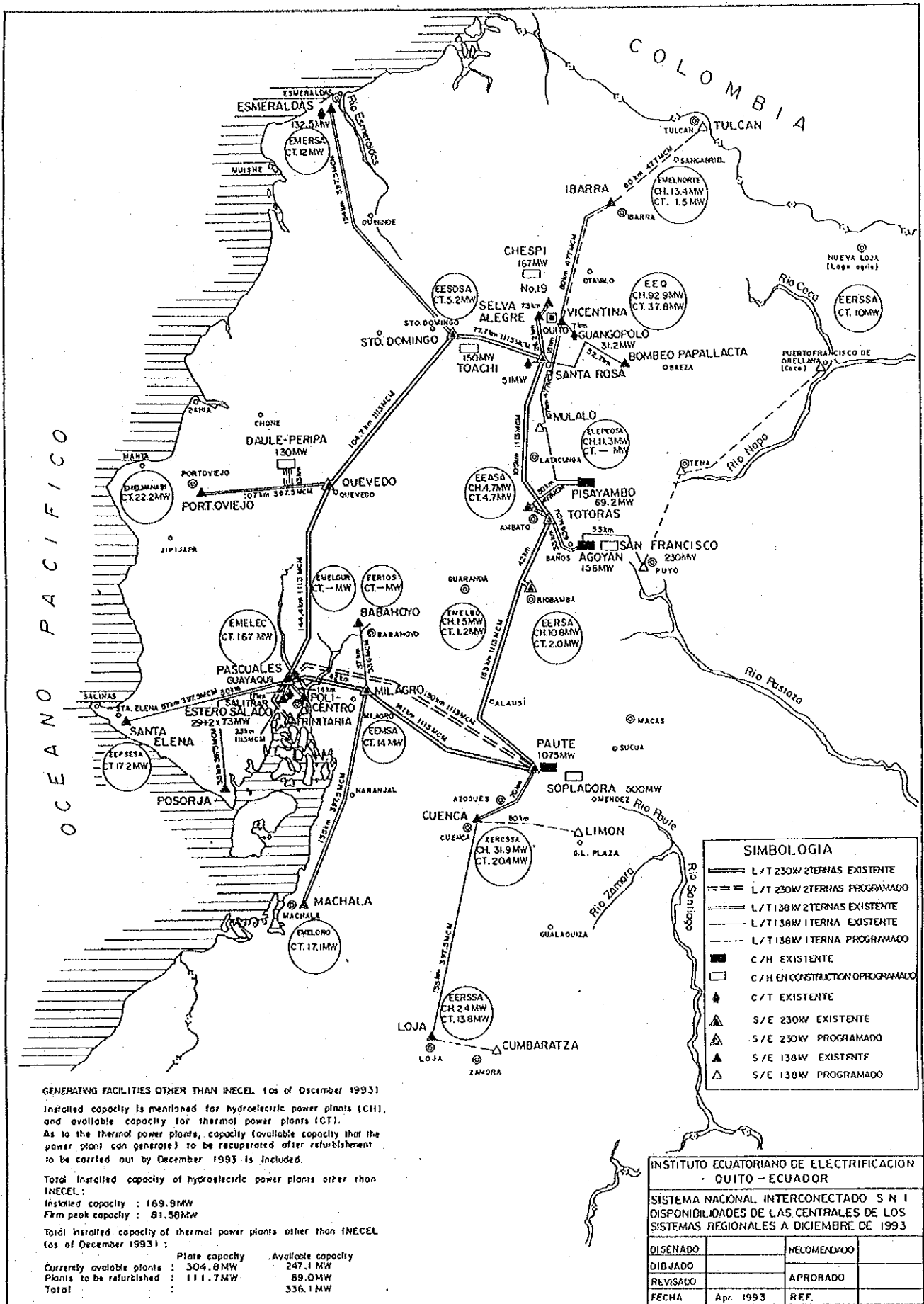
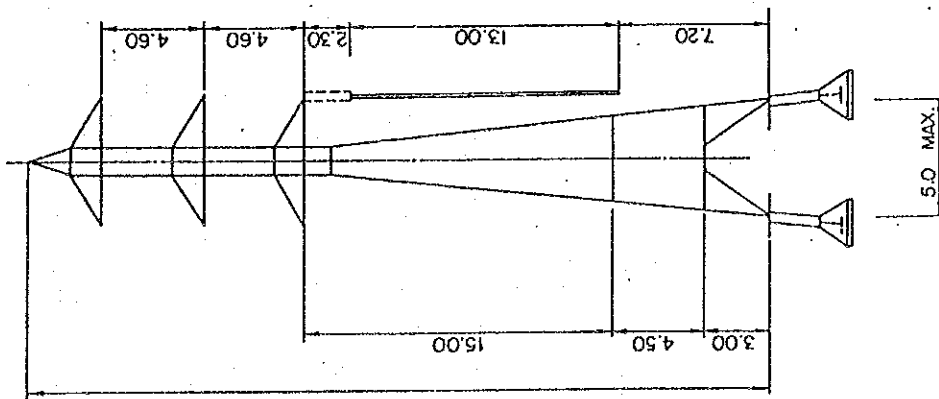
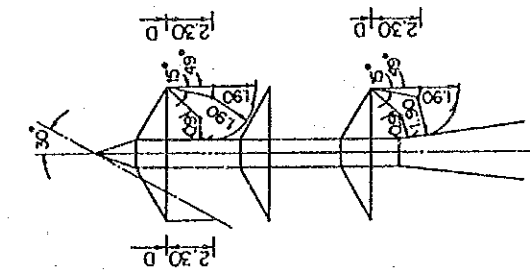


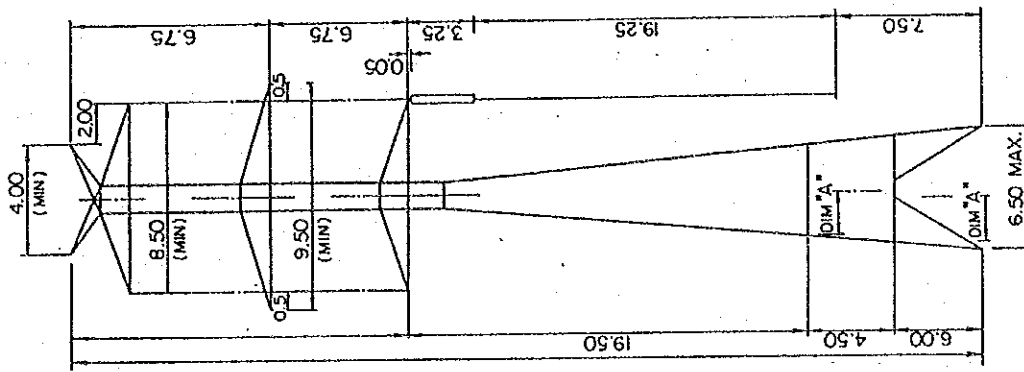
Fig. 3-3 Location Map -SNI-



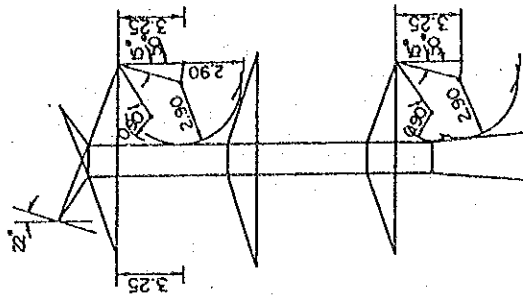
Suspension Tower for Zone 1



Tower Clearances

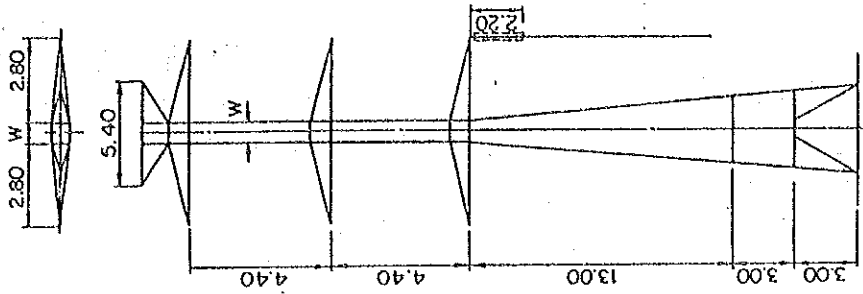


Suspension Tower for Zone 2

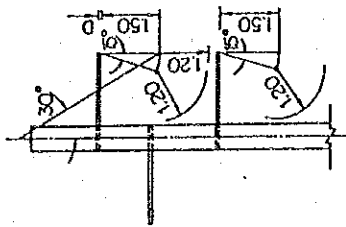


Tower Clearances

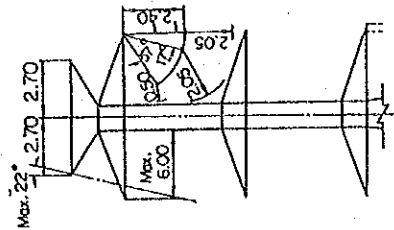
Fig. 3-4 230kV Steel Tower



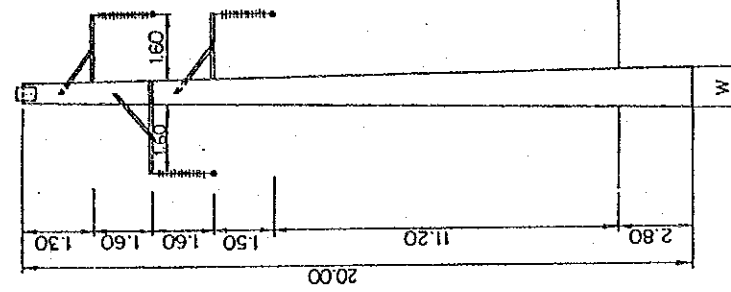
Suspension Tower for Zone 2



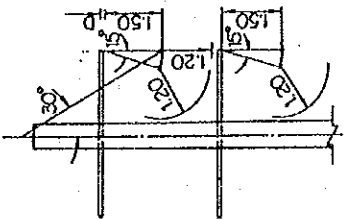
Clearance Diagram



Clearance Diagram



Suspension Concrete Pole for Zone 1



Clearance Diagram

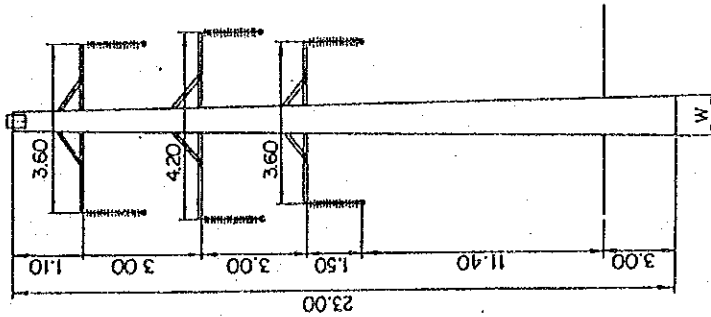
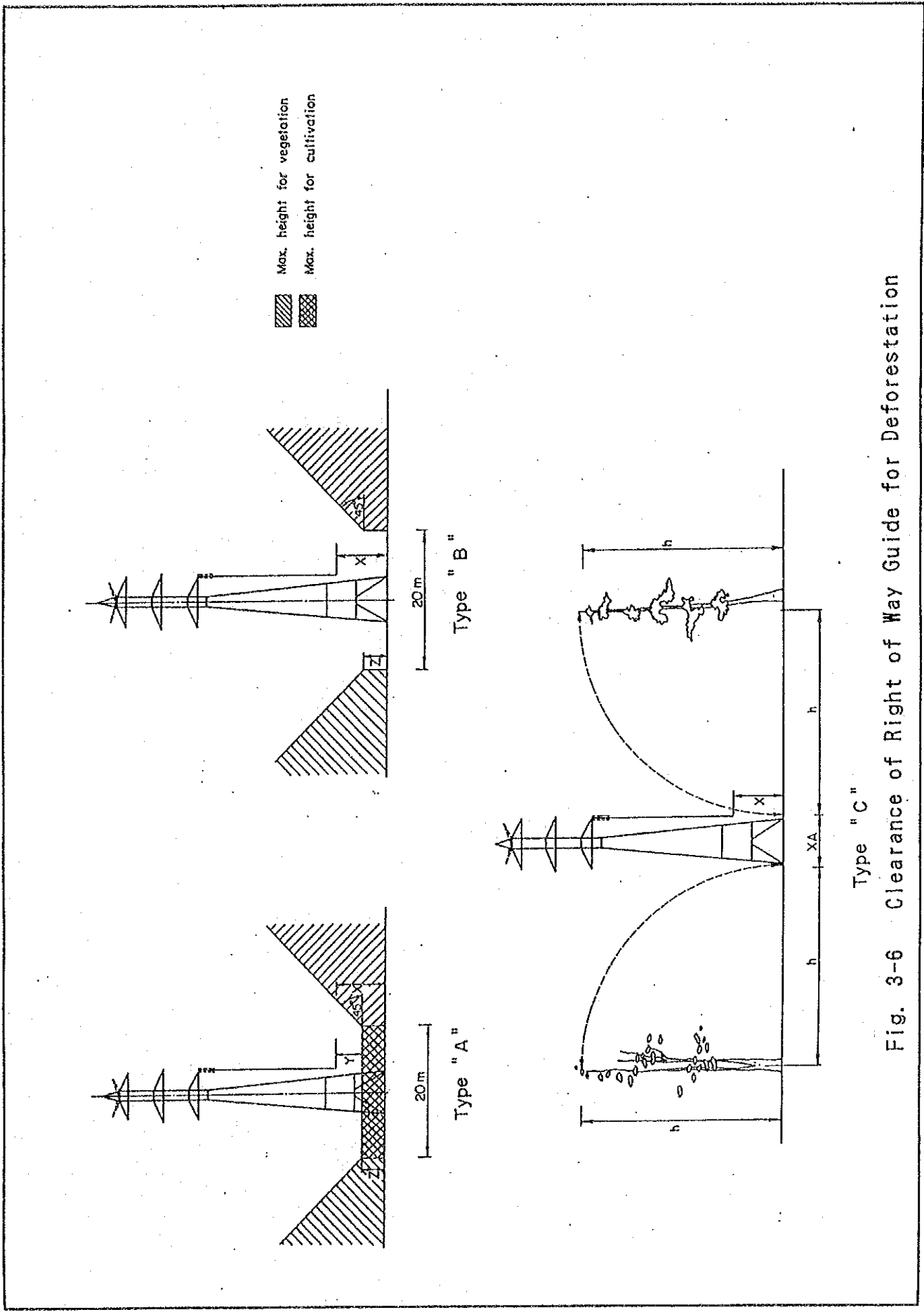
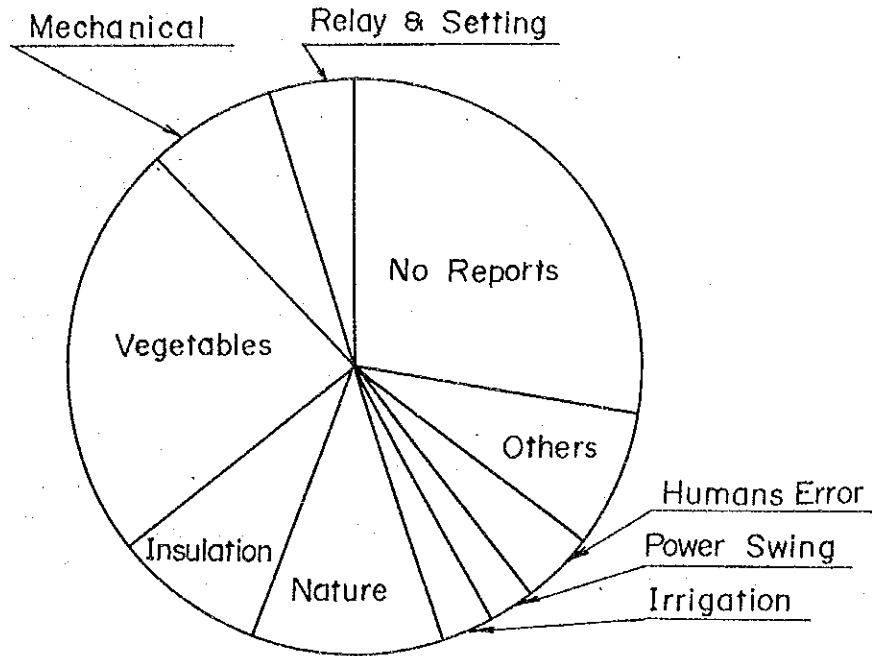


Fig. 3-5 138kV Concrete pole and Steel Tower



In case of S N I. (230kV & 138kV)
1991 - 1992



In case of Japan (More than 7kV)
1965-1974, 9 E.P.Co & EPDC

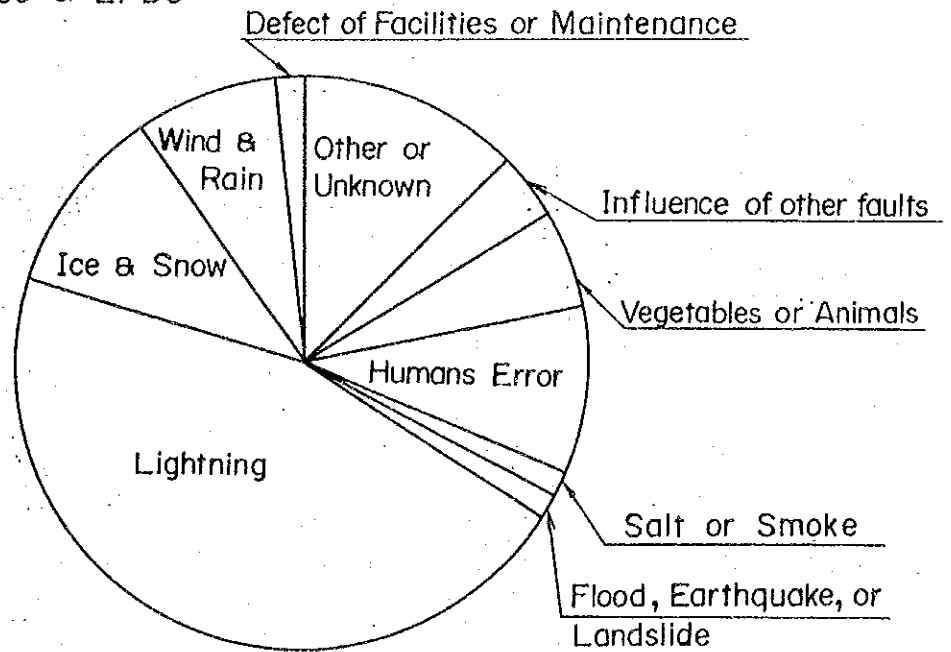


Fig. 3-7 Causes of Faults

Table 3-1 Trend of Domestic Electric Energy Consumption and Maximum Power

Year	Energy Consumption (GWh)										Genera- tion (GWh)	Maximum Power (MW)	
	Energy				Loss			Total	Distribution	Transmission			Others
	Residential	Industrial	Commercial	Another	Residential	Industrial	Commercial						
1980	1,035	930	381	253	2,599	392	5	83	3,080				
1981	1,116	1,035	414	259	2,824	449	22	98	3,393				
1982	1,212	1,079	457	320	3,068	565	52	134	3,819		638		
1983	1,338	1,069	494	336	3,237	588	64	126	4,015		684		
1984	1,331	1,061	514	382	3,288	725	130	74	4,217		726		
1985	1,388	1,192	548	410	3,538	776	153	79	4,546		800		
1986	1,508	1,266	606	450	3,830	865	198	79	4,972		922		
1987	1,671	1,364	673	495	4,203	898	206	81	5,388		1,027		
1988	1,694	1,399	689	535	4,317	1,029	204	83	5,633		1,057		
1989	1,720	1,425	691	579	4,451	1,062	217	76	5,770		1,120		
1990	1,873	1,525	725	674	4,797	1,205	250	109	6,361		1,240		
1991	2,015	1,671	771	808	5,267	1,341	245	139	6,992		1,340		
1992	2,148	1,658	813	830	5,449	1,414	239	126	7,228		1,442		

Table 3-2 Percent of Electrification

Year	Electrification													
	Population (Urban Area)				Population (Suburban Area)				Population (Total)				Propose of Electrification	
	Electrivation		Electrification		Electrification		Electrification		Electrification		Electrification		Electrification	
	Thousand	Thousand	(%)	Thousand	Thousand	(%)	Thousand	Thousand	(%)	Thousand	Thousand	(%)	Thousand	Thousand
1980	3,604	3,171	88.0	4,023	915	22.7	7,645	4,109	53.8	701				
1981	3,781	3,369	89.1	4,057	1,049	25.9	7,850	4,433	56.6	777				
1982	3,968	3,579	90.2	4,092	1,203	29.4	8,061	4,782	59.3	846				
1983	4,119	3,732	90.6	4,118	1,293	31.4	8,244	5,028	61.0	902				
1984	4,275	3,891	91.0	4,144	1,391	33.6	8,431	5,288	62.7	851				
1985	4,437	4,057	91.4	4,170	1,495	35.9	8,623	5,560	64.5	1,020				
1986	4,606	4,231	91.9	4,196	1,607	38.3	8,819	5,847	66.3	1,086				
1987	4,781	4,411	92.3	4,222	1,728	40.9	9,019	6,148	68.3	1,157				
1988	4,962	4,600	92.7	4,249	1,858	43.7	9,224	6,465	70.1	1,230				
1989	5,150	4,796	93.1	4,275	1,998	46.7	9,434	6,798	72.1	1,309				
1990	5,346	5,001	93.5	4,302	2,148	49.9	9,648	7,148	74.1	1,405				
1991	5,467	5,126	93.8	4,400	2,240	50.9	9,867	7,365	74.6	1,497				
1992	5,591	5,254	94.5	4,500	2,336	51.9	10,051	7,590	75.2	1,580				

Table 3-3 Saled Energy and Generated Energy

Year	Saled energy (GWh)										Generated Energy (GWh)		Maximum Power (MW)
	Saled					Loss					Generated	Total	
	Resid.	Incls.	Comm.	Others	Total	Dist.	Trans.	Others	Generated	Total			
1980	1035	930	381	253	2599	392	5	84	3080	3080			
1981	1116	1035	414	259	2824	449	22	98	3393	3393			
1982	1212	1079	457	320	3068	565	52	134	3819	3819		638	
1983	1338	1069	494	336	3237	588	64	126	4015	4015		684	
1984	1331	1061	514	382	3288	725	130	74	4217	4217		726	
1985	1388	1192	548	410	3538	776	153	79	4546	4546		800	
1986	1508	1266	606	450	3830	865	198	79	4972	4972		922	
1987	1671	1364	673	495	4203	898	206	81	5388	5388		1027	
1988	1694	1399	689	535	4317	1029	204	83	5633	5633		1057	
1989	1720	1425	691	579	4415	1062	217	76	5770	5770		1120	
1990	1873	1525	725	674	4797	1205	250	109	6361	6361		1240	
1991	2016	1672	771	808	5267	1341	245	139	6992	6992		1340	
1992	2148	1658	813	830	5449	1414	239	126	7228	7228		1442	

Table 3-4 Installed Capacity of Power Station
(MW)

As of January, 1993

Enterprise Type of Generation	S.N.I	Regional System	Municipal Corporation	Orient & Galapagos	Total of Public Service	Independent Service	Total of National Service
Hydroelectric	1,300.20	170.27	1.54	0.15	1,472.16	13.30	1,485.46
Thermal- Electric	391.64	428.09	1.23	10.29	831.25	117.15	948.40
- Vapor (Bunker)	278.50	63.00	0.00	0.00	341.50	0.00	341.50
- Diesel (Diesel)	0.00	169.43	1.23	10.29	180.95	117.15	298.10
- Diesel (Bunker)	31.20	115.91	0.00	0.00	147.11	0.00	147.11
- Gas (Diesel)	81.94	79.75	0.00	0.00	161.69	0.00	161.69
Total	1,691.84	598.36	2.77	10.44	2,303.41	130.45	2,433.86
Z	69.51	24.59	0.11	0.43	94.64	5.36	100.00

Note: Regional System includes capacity of sucumbios power company which cannot operate in parallel to the national power system and small station with the capacity less than 500 kW.

Table 3-5 Annual Electric Power Installed Capacity (MW)

Year	S.N.I.			Regional System			Municipal Corporation			Total		
	Hydro	Thermal	Sum	Hydro	Thermal	Sum	Hydro	Thermal	Sum	Hydro	Thermal	Sum
	1965	0.0	0.0	0.0	51.6	74.8	126.4	8.8	5.4	14.2	60.4	80.2
1966	0.0	0.0	0.0	72.7	78.0	150.7	8.8	5.2	14.0	81.5	83.2	164.7
1967	0.0	0.0	0.0	82.5	84.1	100.6	9.0	5.2	14.2	91.5	89.3	180.8
1968	0.0	0.0	0.0	79.6	100.6	180.2	9.1	4.3	13.4	88.7	104.9	193.6
1969	0.0	0.0	0.0	89.0	106.0	195.0	8.9	4.1	13.0	97.9	110.1	208.0
1970	0.0	0.0	0.0	90.0	135.4	226.4	9.0	4.9	13.9	99.0	141.3	240.3
1971	0.0	0.0	0.0	89.0	160.5	249.5	9.0	5.5	14.5	98.0	156.0	264.0
1972	0.0	0.0	0.0	89.0	181.5	270.5	9.1	4.8	13.9	98.1	186.3	284.4
1973	0.0	0.0	0.0	87.2	203.0	290.2	8.4	3.6	12.0	95.6	206.6	302.2
1974	0.0	0.0	0.0	118.6	258.9	377.5	8.5	5.9	14.4	127.1	264.8	391.9
1975	0.0	0.0	0.0	121.1	301.3	422.4	7.3	3.6	10.9	128.4	304.9	433.3
1976	0.0	0.0	130.2	123.4	350.9	474.3	7.2	4.0	11.2	130.6	354.9	485.5
1977	70.0	60.2	130.2	126.5	395.7	522.2	7.1	1.7	8.8	203.6	457.6	661.2
1978	70.0	133.2	203.2	134.6	436.5	571.1	7.2	1.6	8.8	211.8	571.3	783.1
1979	70.0	133.2	203.2	139.0	463.2	602.2	5.9	2.0	7.9	214.9	598.4	813.3
1980	70.0	206.2	276.2	139.0	540.6	679.6	5.9	1.9	7.8	214.9	748.7	963.6
1981	70.0	257.5	327.5	154.9	568.2	723.1	3.9	1.7	5.6	228.8	827.4	1,056.2
1982	70.0	382.5	452.5	154.0	578.1	732.1	1.2	1.3	2.5	225.2	961.9	1,187.1
1983	570.0	382.5	952.5	154.0	570.7	724.7	3.3	1.6	4.9	727.3	954.8	1,682.1
1984	569.2	375.5	944.7	155.3	528.8	684.1	0.4	1.6	2.0	724.9	905.9	1,630.8
1985	569.2	375.5	944.7	166.8	398.3	565.1	0.4	1.6	2.0	736.4	775.4	1,511.8
1986	596.2	375.5	944.7	169.8	398.3	568.1	0.4	1.6	2.0	739.4	775.4	1,514.8
1987	725.2	375.5	1,100.7	166.8	543.0	709.8	0.4	1.6	2.0	892.4	920.1	1,812.5
1988	725.2	375.5	1,100.7	172.5	466.9	639.4	0.6	0.9	1.5	898.3	843.3	1,741.6
1989	725.2	375.5	1,100.7	172.5	466.7	639.2	0.6	0.9	1.5	898.4	843.1	1,741.4
1990	725.2	391.6	1,116.8	170.8	429.9	600.7	0.0	0.0	0.0	896.0	821.5	1,717.5
1991	1,300.2	391.6	1,691.8	170.5	438.4	608.9	0.0	0.0	0.0	1,470.7	830.0	2,300.7

Table 3-6 Power Generation of SNI (As of Jan. 1993)

(1) Thermal Generation						
Enterprise	Installed Capacity (MW)	Rehabilitation Capacity (MW)	Operational Capacity (MW)	Effective Output (MW)	Operational Capacity (MW)	Effective Output (MW)
Electric power Companies*	416.5	111.7	304.8	248.9	304.8	248.9
INECEL	391.6	30.9	360.7	334.3	360.7	334.3
SUM	808.1	142.6	665.5	583.2	665.5	583.2
(2) Hydro Generation						
Enterprise	Installed Capacity (MW)	Rehabilitation Capacity (MW)	Operational Capacity (MW)	Guaranteed Output (MW)	Operational Capacity (MW)	Guaranteed Output (MW)
Electric Power Companies*	169.9	0	169.9	91.2	169.9	91.2
INECEL	1,300.2	0	1,300.2	1,118.2	1,300.2	1,118.2
SUM	1,470.1	-	1,470.1	1,209.4	1,470.1	1,209.4
(3) Total of (1)&(2)	2,278.2	142.6	2,135.6	1,792.6	2,135.6	1,792.6

Note: * mark means electric power companies interconnected to SNI, but not included Orient and Galapagos Power generation at the terminal of generator is applied

Table 3-7 Existing Hydro Power Station

Number of Power Station	Installed Capacity (MW)	Nos. of Unit	Firm Output (MW)	Available Power Energy (Gwh)	Actual Power Energy per Year (Gwh)	Year of Operation
Pisayambo	69.2	2	65.4	215.9	260.8	1977
Paute (Phase A&B)	500.0	5	438.5	2,456.7	3,481.9	1983
Paute (Phase C)	575.0	5	459.4	-	1,883.0	1992
Agoyán	156.0	2	154.9	724.9	1,119.0	1987
Others	169.9	-	91.2	558.9	821.8	-
Total	1,470.1	-	1,209.4	-	7,566.5	-

Table 3-8 Generation Capability of Hydro Power Stations in Regional System
(As of January, 1993)^{1),2)}

Power Station	Installed Capacity (MW)	Firm Output (MW)	Energy (GWh/Year)	
			Primary	Average
A. North Zone	135.55	64.00	436.95	621.06
- North System	<u>13.43</u>	<u>5.68</u>	<u>32.26</u>	<u>46.98</u>
San Miguel de Car	2.90	2.50	11.30	16.90
La Playa	1.20	0.20	5.61	7.48
El Ambi	8.00	2.00	11.50	18.25
Otras ³⁾	1.33	0.98	3.85	4.35
- Pichincha System	<u>92.98</u>	<u>44.74</u>	<u>314.16</u>	<u>415.31</u>
Cumbayá	40.00	17.65	123.67	163.52
Nayón	29.70	14.00	98.40	134.08
Guangopolo	15.52	9.00	63.07	67.84
Paschoa	4.50	2.25	16.12	26.39
Los Chillos	1.76	0.86	6.03	11.25
Machachi	1.50	0.98	6.87	12.23
- Central North System	<u>29.14</u>	<u>13.58</u>	<u>40.53</u>	<u>158.77</u>
Illuchi	9.40	4.20	29.43	50.46
Miraflores	0.97	0.29	2.35	10.28
La Península	3.75	1.12	7.88	17.52
Alao	10.50	6.00	42.05	63.07
Cordovez	0.68	0.15	1.05	2.52
Chimbo	1.58	0.45	3.15	5.42
Otras ³⁾	0.56	0.37	2.59	3.38
B. South Zone	34.32	27.23	121.98	200.74
- Central South System	<u>31.92</u>	<u>26.03</u>	<u>113.57</u>	<u>187.43</u>
Saymirin	6.43	4.91	42.79	49.48
Saucay	24.00	20.76	68.26	135.45
Otras ³⁾	1.49	0.36	2.52	2.50
- South System	<u>2.40</u>	<u>1.20</u>	<u>8.41</u>	<u>13.31</u>
San Francisco	2.40	1.20	8.41	13.31
C. Total (A + B)	169.87	91.23	558.93	821.80

1) Energy production at the terminal of generator is applied.

2) Not included the power facilities of Municipal Corporation and Oriental area (IC=1.69 MW, Fo=0.94 MW), and the facilities of Sucumbios Power Company (IC=0.40 MW, Fo=0.30 MW) which are not interconnected to SNI.

3) The Capacity of "Others" includes small power Stations with the capacity less than 500 KW.

Table 3-9 Existing Thermal Power Station
(As of January, 1993)

Name of Power Station	Installed Capacity (MW)	Nos. of Unit	Available Output (MW)	Available Power Energy (GWh)	Year of Operation	Actual Operation (%)	Enterprises
Esmeraldas (Vapor)	132.5	1	125.0	985.5	1981	90	INECEL
Estero Salado (Vapor)	146.0	2	130.4	971.0	1978/80	85	INECEL
Gas Quito (Santa Rosa)	51.0	3	45.0	157.7	1981	40	INECEL
Gas Guayaquil	30.9	1	0.0	0.0	1976	40	INECEL
Diesel Guangopolo	31.2	6	24.3	127.7	1977	60	INECEL
Guayaquil Vapor #1	10.0	2	9.4	74.1	1954/7	90	EMELEC
Guayaquil Vapor #2	20.0	2	19.0	149.8	1958/62	90	EMELEC
Guayaquil Gas	13.5	1	12.0	42.0	1968	40	EMELEC
Estero Salado	33.0	1	31.6	249.1	1970	90	EMELEC
Estero Salado Gas	90.0	4	80.0	280.4	1977/8	40	EMELEC
Estero Salado Gas	21.2	1	15.0	52.6	1972/5	40	EMELEC
Diesel Bunker Quito	34.3	6	10.0	52.6	1980	60	EEQ
S. Regionales Diesel	122.4	55	40.5	106.4		30	
S. Regionales Bunker	72.1	17	31.4	165.0		60	
Total	808.1		573.6	3,413.9			

Table 3 - 10 Thermal Power Stations of Regional Electric Powr Companies (1/4)

No.	Electric Power Company	Power Station	Operationable Capacity		Capacity of Rehabilitation		Kind of Fuel
			Installation Cap. (KW)	Capability (KW)	Installation Cap. (KW)	Capability (KW)	
1	Manabi	Miraflores	3400	2000	0	0	Bunker
2	Manabi	Miraflores	3400	2000	0	0	Bunker
3	Manabi	Miraflores	0	0	2500	2000	Diesel
4	Manabi	Miraflores	0	0	2500	2000	Diesel
5	Manabi	Miraflores	2500	2000	0	0	Diesel
6	Manabi	Miraflores	2500	2000	0	0	Diesel
7	Manabi	Miraflores	0	0	2500	2000	Diesel
8	Manabi	Miraflores	2500	2000	0	0	Diesel
9	Manabi	Miraflores	0	0	2500	2000	Diesel
10	Manabi	Miraflores	0	0	2500	2000	Diesel
11	Manabi	Miraflores	2500	2000	0	0	Diesel
12	Manabi	Miraflores	0	0	2500	2000	Diesel
Sum			16800	10200	15000	12000	
13	Emeloro	Machala	2144	700	0	0	Diesel
14	Emeloro	Machala	2500	2000	0	0	Diesel
15	Emeloro	Machala	0	0	2500	2000	Diesel
16	Emeloro	El Cambio	0	0	4088	3000	Bunker
17	Emeloro	El Cambio	0	0	4088	3000	Bunker
18	Emeloro	El Cambio	5450	3200	0	0	Bunker
19	Emeloro	El Cambio	5450	3200	0	0	Bunker
Sum			15544	9100	10676	8000	
20	S. Elena	Libertad	0	0	2500	2000	Diesel
21	S. Elena	Libertad	600	300	0	0	Diesel
22	S. Elena	Libertad	2840	1800	0	0	Diesel
23	S. Elena	Libertad	4440	2500	0	0	Bunker
24	S. Elena	Libertad	4440	2500	0	0	Bunker
25	S. Elena	Libertad	2500	1500	0	0	Diesel
26	S. Elena	Libertad	0	0	2500	2000	Diesel
27	S. Elena	Libertad	0	0	2500	2000	Diesel
28	S. Elena	Playas	0	0	1200	60	Diesel
29	S. Elena	Posorja	0	0	2840	2000	Diesel
Sum			14820	8600	11540	8600	

Table 3 - 10 Thermal Power Stations of Regional Electric Powr Companies (2/4)

No.	Electric Power Company	Power Station	Operationable Capacity		Capacity of Rehabilitation		Kind of Fuel
			Installation Cap. (KW)	Capability (KW)	Installation Cap. (KW)	Capability (KW)	
30	Sur	Catamayo	0	0	1280	900	Diesel
31	Sur	Catamayo	1280	900	0	0	Diesel
32	Sur	Catamayo	1575	1300	0	0	Diesel
33	Sur	Catamayo	0	0	1575	1300	Diesel
34	Sur	Catamayo	2880	1800	0	0	Diesel
35	Sur	Catamayo	2880	1800	0	0	Diesel
36	Sur	Catamayo	0	0	2500	2000	Diesel
37	Sur	Catamayo	0	0	2500	2000	Diesel
38	Sur	Catamayo	2500	1800	0	0	Diesel
		Sum	11115	7600	7855	6200	
39	Quito	G.Hernández	0	0	5720	5000	Bunker
40	Quito	G.Hernández	5720	5000	0	0	Bunker
41	Quito	G.Hernández	5720	5000	0	0	Bunker
42	Quito	G.Hernández	0	0	5720	5000	Bunker
43	Quito	G.Hernández	0	0	5720	5000	Bunker
44	Quito	G.Hernández	0	0	5720	5000	Bunker
45	Quito	Luluncoto	0	0	5720	2600	Bunker
46	Quito	Luluncoto	0	0	3097	2600	Bunker
47	Quito	Luluncoto	0	0	3097	2600	Bunker
		Sum	11440	10000	32171	27800	
48	Milagro	Milagrol	1500	900	0	0	Diesel
49	Milagro	Milagrol	1500	900	0	0	Diesel
50	Milagro	Milagrol	0	0	2500	2000	Diesel
51	Milagro	Milagrol	1410	700	0	0	Diesel
52	Milagro	Milagrol	0	0	2500	2000	Diesel
53	Milagro	Milagrol	2500	1500	0	0	Diesel
54	Milagro	Milagrol	0	0	2500	2000	Diesel
55	Milagro	Milagrol	0	0	2500	2000	Diesel
56	Milagro	Milagrol	2500	2000	0	0	Diesel
		Sum	9140	6000	10000	8000	

Table 3 - 10 Thermal Power Stations of Regional Electric Powr Companies (3/4)

No.	Electric Power Company	Power Station	Operationable Capacity		Capacity of Rehabilitation		Kind of Fuel
			Installation Cap. (KW)	Capability (KW)	Installation Cap. (KW)	Capability (KW)	
57	Ambato	El Batán	750	500	0	0	Diesel
58	Ambato	El Batán	2980	2200	0	0	Diesel
59	Ambato	Lligua	2500	2000	0	0	Diesel
		Sum	6230	4700	0	0	
60	Riobamba	Riobamba	2500	2000	0	0	Diesel
		Sum	2500	2000	0	0	
61	Esmeraldas	S. Vainas	0	0	2500	2000	Diesel
62	Esmeraldas	S. Vainas	0	0	2500	2000	Diesel
63	Esmeraldas	S. Vainas	0	0	2500	2000	Diesel
64	Esmeraldas	La Propicia	0	0	4416	3000	Bunker
65	Esmeraldas	La Propicia	0	0	4416	3000	Bunker
		Sum	0	0	16332	12000	
66	Emelnorte	S. Francisco	2500	1500	0	0	Diesel
		Sum	2500	1500	0	0	
67	S. Domingo	Toachi	0	0	2500	2000	Diesel
68	S. Domingo	Toachi	0	0	1575	1200	Diesel
69	S. Domingo	Toachi	0	0	2500	2000	Diesel
		Sum	0	0	6575	5200	
70	Centro Sur	Monay	1500	1200	0	0	Diesel
71	Centro Sur	Monay	1500	1200	0	0	Diesel
72	Centro Sur	Monay	2375	1000	0	0	Diesel
73	Centro Sur	Monay	2375	1000	0	0	Diesel
74	Centro Sur	El Descanso	4800	4000	0	0	Bunker
75	Centro Sur	El Descanso	4800	4000	0	0	Bunker
76	Centro Sur	El Descanso	4800	4000	0	0	Bunker
77	Centro Sur	El Descanso	4800	4000	0	0	Bunker
		Sum	26950	20400	0	0	
78	Bolívar	Guaranda	0	0	1575	1200	Diesel
		Sum	0	0	1575	1200	

Table 3 - 10 Thermal Power Stations of Regional Electric Powr Companies (4/4)

No.	Electric Power Company	Power Station	Operationable Capacity		Capacity of Rehabilitation		Kind of Fuel
			Installation Cap. (KW)	Capability (KW)	Installation Cap. (KW)	Capability (KW)	
79	Emelec	Guayaquil	5000	4700	0	0	T.Vapor
80	Emelec	Guayaquil	5000	4700	0	0	T.Vapor
81	Emelec	Guayaquil	10000	9500	0	0	T.Vapor
82	Emelec	Guayaquil	10000	9500	0	0	T.Vapor
83	Emelec	Guayaquil	13500	12000	0	0	T.Gas
84	Emelec	E. Salado	33000	31600	0	0	T.Vapor
85	Emelec	E. Salado	21250	15000	0	0	T.Gas
86	Emelec	E. Salado	22500	20000	0	0	T.Gas
87	Emelec	E. Salado	22500	20000	0	0	T.Gas
88	Emelec	E. Salado	22500	20000	0	0	T.Gas
89	Emelec	E. Salado	22500	20000	0	0	T.Gas
Sum			187750	167000	0	0	
Total			304789	247100	111724	89000	

Table 3 - 11 Existing Substation (As of December, 1992) (1/4)

Name of Substation	Voltage (kV)	Transformer Rating										Year of Operation
		Capacity (MVA)			Cooling Method	Cap. of Tertiary (MVA)	Type	Units	Connection	LTC		
		OA	FA	FOA								
(1) 230 kV Substaion												
Pascuales	230/138/13.8	225	300	375	OA/FA/FOA	60/80/100	1φ/auto	4	YYA	-	1982	
Quevedo	230/138/13.8	100	133	167	OA/FA/FOA	27/36/45	"	4	YYA	-	1982	
Sta. Rosa	230/138/13.8	225	300	375	ONAN/ONAF/OFAP	60/80/100	"	4	YYA	-	1982	
Sto. Domingo	230/138/13.8	100	133	167	OA/FA/FOA	27/36/45	"	3	YYA	-	1982	
Milagro	230/69/13.8	100	133	167	OA/FA/FOA	27/39/45	"	3	YYA	-	1983	
Totoras	230/138/13.8	60	80	100	OA/FA/FA	20/27/33	"	4	YYA	-	1987	
Riobamba	230/69/13.8	60	80	100	OA/FA/FOA	20/27/33	1φ	3	YYA	Yes	1989	
Sum		870	1,159	1,451								

(2) 138 kV Substation

Vicentina	138/46/13.8	33	44	44	ONAN/ONAF	11/14	3φ		YYA	-	1976
	138/46/13.8	33	44	44	ONAN/ONAF	11/14	3φ		YYA	-	1976
Ambato	138/69/13.8	33	44	44	ONAN/ONAF	11/14	1φ/Auto		YYA	-	1977
Ibarra	138/34.5/13.8	30	40	50	OA/FA/FA	10	3φ		YYA	Yes	1979
Salitral	138/69/13.8	90	120	150	OA/FA/FOA	30	1φ/Auto	4	YYA	-	1980
Sta. Rosa	138/46/13.8	45	60	75	OA/FA/FA	15/20/25	3φ		YYA	Yes	1980
Esmeraldas	138/69/13.8	45	60	75	ONAN/ONAF/OFAP	15/20/25	3φ/Auto		YYA	Yes	1981
Portoviejo	138/69/13.8	45	60	75	ONAN/ONAF/OFAP	15/20/25	3φ/Auto		YYA	Yes	1981

Table 3 - 11 Existing Substation (As of December, 1992) (2/4)

Name of Substation	Voltage (kV)	Transformer Rating										Year of Operation
		Capacity (MVA)			Cooling Method	Cap. of Tertiary (MVA)	Type	Units	Connect- tion	LTC		
		OA	FA	FOA								
Quevedo	138/69/13.8	20	27	33	OA/FA/FOA	20	3φ		YYΔ	Yes	1981	
Reserva	138/69/13.8	(20)	(27)	(33)	OA/FA/FOA	-	3φ		YYΔ	Yes	1981	
Sto. Domingo	138/69/13.8	60	80	100	OA/FA/FOA	16/22/27	1φ/Auto	3	YYΔ	-	1981	
Cuenca	138/69/13.8	60	80	100	OA/FA/FOA	16/22/27	1φ/Auto	4	YYΔ	-	1983	
Babahoyo (mobile)	138/69/46	30	30	30	OA	-	3φ		-	-	1985	
Pascuales	138/69/13.8	90	120	150	OA/FA/FOA	30/40/50	1φ/Auto	4	YYΔ	Yes	1985	
Totoras	138/69/13.8	60	80	100	OA/FA/FA	20/27/33	1φ/Auto	4	YYΔ	-	1986	
Loja	138/69/13.8	40	53	66	OA/FA/FOA	14/18/22	3φ/Auto		YYΔ	Yes	1987	
Machala	138/69/13.8	60	80	100	OA/FA/FOA	20/27/33	1φ/Auto	3	YYΔ	Yes	1987	
Milagro	138/69/13.8	60	80	100	OA/FA/FOA	20/27/33	1φ/Auto	3	YYΔ	Yes	1987	
Posorja	138/69/13.8	20	27	33	OA/FA/FOA	7/9/11	3φ/Auto		YYΔ	Yes	1987	
Sta. Elena	138/69/13.8	40	53	66	OA/FA/FOA	14/18/22	3φ/Auto		YYΔ	Yes	1987	
Policentro	138/69/13.8	90	120	150	OA/FA/FOA	30/40/50	1φ/Auto	3	YYΔ	Yes	1990	
Ibarra	138/69/13.8	20	27	33	OA/FA/FOA	7/9/11	3φ/Auto		YYΔ	Yes	1991	
Sum		1,004 (20)	1,329 (27)	1,618 (33)								
Total(1)+(2)		1,874 (20)	2,488 (27)	3,069 (33)								

Table 3 - 11 Existing Substation (As of December, 1992) (3/4)

(3) Step-up Substation for Power Station

Name of Sub-station	Voltage (kV)	Transformer Rating										Year of Operation
		Capacity (MVA)			Cooling Method	Cap. of Tertiary (MVA)	Type	Units	Connect-tion	LTC		
		OA	FA	FOA								
Guangopolo	6.6/138	15	20	20	ONAN/ONAF	-	3φ		ΔY	-	1976	
	6.6/138	15	20	20	ONAN/ONAF	-	3φ		ΔY	-	1976	
Pisayambo	13.8/138	40	40	40	FOA	-	3φ		ΔY	-	1977	
	13.8/138	40	40	40	FOA	-	3φ		ΔY	-	1977	
Sta. Rosa	13.8/138	28	28	28	ONAN	-	3φ		ΔY	-	1980	
	13.8/138	28	28	28	ONAN	-	3φ		ΔY	-	1980	
	13.8/138	28	28	28	ONAN	-	3φ		ΔY	-	1980	
E. Salado-V2	13.2/69	52	70	86	OA/FA/FOA	-	3φ		ΔY	-	1980	
E. Salado-V3	13.2/69	52	70	86	OA/FA/FOA	-	3φ		ΔY	-	1980	
E. Salado-G4	13.8/69	26	35	35	OA/FA	-	3φ		ΔY	-	1980	
Esmeraldas	13.8/147.5	90	120	160	ONAN/ONAF/OFAP	-	3φ		ΔY	-	1981	
Paute	13.8/138	114	114	114	OFWF	-	3φ		ΔY	-	1983	
	13.8/138	114	114	114	OFWF	-	3φ		ΔY	-	1983	
	13.8/138	114	114	114	OFWF	-	3φ		ΔY	-	1983	
	13.8/138	114	114	114	OFWF	-	3φ		ΔY	-	1983	
	13.8/138	114	114	114	OFWF	-	3φ		ΔY	-	1983	
	13.8/230/13.8	225	300	375	OA/FA/FOA	60/80/100	1φ/Auto	4	YYΔ	-	1983	
		225	300	375	OA/FA/FOA	60/80/100	1φ/Auto	4	YYΔ	-	1983	

Table 3 - 11 Existing Substation (As of December, 1992) (4/4)

Name of Substation	Voltage (kV)	Transformer Rating										Year of Operation
		Capacity (MVA)			Cooling Method	Cap. of Tertiary (MVA)	Type	Units	Connection	LTC		
		OA	FA	FOA								
Agoyán	13.8/145	85	85	85	FOA	-	3φ		ΔY	-	1987	
	13.8/145	85	85	85	FOA	-	3φ		ΔY	-	1987	
Paute C	13.8/246.3	134	134	134	OFWF	-	3φ		ΔY	-	1992	
	13.8/246.3	134	134	134	OFWF	-	3φ		ΔY	-	1992	
	13.8/246.3	134	134	134	OFWF	-	3φ		ΔY	-	1992	
	13.8/246.3	134	134	134	OFWF	-	3φ		ΔY	-	1992	
	13.8/246.3	134	134	134	OFWF	-	3φ		ΔY	-	1992	
Sum		2,274	2,509	2,731								
Total (1)+(2)+(3)		4,148 (20)	4,997 (27)	5,800 (33)								

Note: Number inside a parenthesis shows the capacity of stand-by facility, the Number is not included in the total capacity.

Table 3-12 230 kV Transmission Line

(a) Existing 230 kV Transmission Line of - SNI -

Name of the Line	Number of Cct.	Length km	Conductor MCM	Year of Operation
Quevedo-Santo Domingo	2	105	ACSR 1113MCM	1980
Santo Domingo-Santa Rosa	2	78	ACSR 1113MCM	1980
Paute-Milagro	2	141	ACSR 1113MCM	1983
Milagro-Pascuales	2	42	ACSR 1113MCM	1983
Pascuales-Quevedo	2	144	ACSR 1113MCM	1983
Santa Rosa-Totoras	2	105	ACSR 1113MCM	1985
Totoras-Riobamba	2	42	ACSR 1113MCM	1989
Riobamba-Paute	2	163	ACSR 1113MCM	1992
Subtotal 230 kV	-	820	-	-

(b) 230 kV Under Construction Line of - SNI -

Name of the Line	Number of Cct.	Length (km)	Conductor (MCM)	Note
Paute-Pascuales	2	190	ACSR 1113MCM	Operation in 1995
Pascuales-Trinitaria	2	25	ACSR 1113MCM	
-	-	215	-	-

Table 3-13 Characteristics Parameter of SNI's Transmission Lines

Voltage (kV)	No. of Circuits	Zone	Cable Size (MCM)	Z1		Z0		Zm		Y1	Z(+) Caract. (Ω)	Z(0) Caract. (Ω)	Charging (kVAR/km)
				R (Ω/km)	X (Ω/km)	R (Ω/km)	X (Ω/km)	R (Ω/km)	X (Ω/km)				
69.0	1	2	266.3	0.24047	0.45706	0.54119	1.80836	0.00000	0.00000	3.61213	378.1	966.9	17.20
69.0	1	1	336.0	0.19087	0.44963	0.47331	1.22608	0.00000	0.00000	3.67597	364.5	937.0	17.50
69.0	2	1	336.0	0.19097	0.46609	0.46048	1.77591	0.26654	1.14241	3.55905	376.2	941.0	16.94
138.0	1	2	266.8	0.24046	0.51737	0.49482	1.70628	0.00000	0.00000	3.17720	423.8	937.2	60.51
138.0	1	1	397.5	0.16168	0.47738	0.41730	1.66841	0.00000	0.00000	3.44550	382.5	929.1	65.62
138.0	1	2	397.5	0.16166	0.50403	0.41602	1.69294	0.00000	0.00000	3.26863	402.4	920.0	62.25
138.0	2	1	397.5	0.16185	0.49583	0.40893	1.63596	0.24733	1.09763	3.35950	394.0	863.8	63.98
138.0	2	2	397.5	0.16207	0.50367	0.48648	1.63230	0.32482	1.06753	3.30970	399.8	869.1	63.03
138.0	1	1	477.0	0.13478	0.47039	0.39040	1.66172	0.00000	0.00000	3.49810	374.2	921.6	66.62
138.0	1	2	477.0	0.13476	0.49734	0.38912	1.68626	0.00000	0.00000	3.31599	394.2	912.5	63.15
138.0	2	1	477.0	0.13495	0.48914	0.38203	1.62928	0.24733	1.09673	3.40989	385.8	855.8	64.94
138.0	2	2	477.0	0.13517	0.49699	0.45958	1.62562	0.32482	1.06753	3.35850	391.6	860.9	63.96
138.0	1	1	636.0	0.10138	0.46000	0.35700	1.65083	0.00000	0.00000	3.58421	362.5	910.3	68.26
138.0	1	2	636.0	0.10136	0.48645	0.35572	1.67536	0.00000	0.00000	3.39335	382.7	901.3	64.62
138.0	2	1	636.0	0.10155	0.47825	0.34863	1.61838	0.24733	1.09673	3.49234	374.2	843.6	66.51
138.0	2	2	636.0	0.10177	0.48609	0.42618	1.61472	0.32482	1.06753	3.43831	380.1	848.6	65.48
138.0	2	1	1113.0	0.05915	0.46009	0.30623	1.60023	0.24733	1.09673	3.64722	356.6	823.5	69.46
138.0	2	2	1113.0	0.05937	0.46794	0.38378	1.59657	0.32482	1.06753	3.58804	362.6	828.5	68.33
230.0	2	1	636.0	0.10149	0.49082	0.33719	1.59919	0.23538	1.02722	3.38481	384.8	868.6	179.06
230.0	2	2	636.0	0.10178	0.50836	0.40807	1.58171	0.30662	0.98573	3.27244	393.2	861.9	173.11
230.0	2	2	795.0	0.08178	0.50037	0.38807	1.57322	0.30662	0.98573	3.33060	390.2	853.1	176.19
230.0	2	1	1113.0	0.05909	0.47267	0.29479	1.58104	0.23538	1.02722	3.52987	367.4	849.1	186.73
230.0	2	2	1113.0	0.05938	0.49071	0.36567	1.56356	0.30662	0.98573	3.40761	380.9	842.3	180.26

Table 3-14 138 kV Transmission Line

(a) Existing 138 kV Transmission Line of - SNI -

Name of the Line	Number of Cct.	Length km	Conductor MCM	Year of Operation
Pisayambo - Ambato	1	30.0	ACSR 477	1977
Pisayambo - Sta. Rosa	1	107.0	ACSR 477	1977
Vicentina - Guangopolo	1	7.0	ACSR 477	1977
Vicentina - Ibarra	1	80.0	ACSR 477	1979
Pascuales - Salitral	2	17.0	ACSR 477	1980
Sta. Rosa - Vicentina	2	18.5	ACSR 477	1980
Quevedo - Portoviejo	2	107.0	ACSR 397.5	1981
Sto. Domingo-Esmeraldas	2	154.0	ACSR 397.5	1981
Paute-Cuenca	2	70.0	ACSR 397.5	1983
Milagro - Babahoyo	1	47.0	ACSR 397.5	1984
Baños - Puyo	1	53.0	ACSR 266.8	1986
Cuenca - Loja	1	135.0	ACSR 397.5	1987
Pascuales - Las Juntas	2	45.0	ACSR 397.5	1987
Las Junta - Sta. Elena	1	62.0	ACSR 397.5	1987
Las Juntas - Posorja	1	53.0	ACSR 397.5	1987
Milagro - Machala	2	129	ACSR 397.5	1987
Totoras - Agoyán	2	33	ACSR 636	1987
Totoras - Ambato	1	7.0	ACSR 397.5	1988
Pascuales - Policentro	2	16.0	ACSR 477	1990
Subtotal 138 kV		1,170.5		
Total Inecel (230 kV+138 kV)		1,990.5		-

(b) 138 kV Under Construction Line of - SNI -

Name of the Line	Number of Cct.	Length km	Conductor MCM	Year of Operation
Ibarra-Tulcán	1	70	477	Op. in 1944
Vicentina-Ibarra	1	80	477	Amp. I Ctt.
				Op. in 1993
Cuenca-Limón	1	80	266.8	Op. in 1993
Loja -Cubaratza	1	52	266.8	Op. in 1993
	-	282	-	-

Table 3-15 Interrupted for Origin of - SNI - Line Faults

Name of Transmission Line	1990		1991		1992	
	Nos.	Hours	Nos.	Hours	Nos.	Hours
230 kV Line						
Sta.Rosa-Sto. Domingo	0	0	0	0	1	0.62
Sto.Domingo-Quevedo	0	0	2	0.76	0	0
Quevedo-Pascuales	0	0	0	0	0	0
Pascuales-Milagro	1	0.77	2	1.71	0	0
Milagro-Paute	3	2.40	3	1.03	9	9.54
Paute-Riobamba	-	-	-	-	1	0.44
Riobamba-Totoras	2	0.33	0	0	1	0.39
Totoras-Sta.Rosa	0	0	1	0.65	0	0
Subtotal	6	3.5	8	4.15	12	10.99
138 kV Line						
Pisayambo-Ambato	0	0	0	0	0	0
Pisayambo-Vicentina	0	0	2	0.24	0	0
Vicentina-Ibarra	3	1.11	2	1.97	1	0.35
Guangopolo-Vicentina	0	0	0	0	0	0
Vicentina-Sta.Rosa	0	0	0	0	1	0.83
S.Domingo-Esmeraldas	3	1.75	6	21.65	4	2.73
Quevedo-Portoviejo	0	0	1	0.27	1	0.13
Pascuales-Salitra	0	0	0	0	0	0
Paute-Cuenca	1	0.17	0	0	1	0
Milagro-Babahoyo	0	0	1	0.13	2	0.32
Agoyán-Totoras	0	0	0	0	0	0
Pascuales-Sta.Elena	6	2.95	6	2.83	0	0
Pascuales-Posorja	6	1.93	4	1.77	1	0.15
Milagro-Machala	5	5.30	4	1.19	8	19.17
Cuenca-Loja	4	1.72	3	0.47	1	0.23
Totoras-Ambato	0	0	1	2.65	0	0
Pascuales-Pollicentro	1	0.20	2	0.68	1	0.15
Subtotal	28	15.13	32	33.85	19	23.91
Total	34	18.63	40	38.00	31	34.9

Table 3-16 Programmed Interruption of - SNI - Transmission Lines

Name of Transmission Line	1990		1991		1992	
	Nos.	Hours	Nos.	Hours	Nos.	Hours
230 kV Line						
Sta.Rosa-Sto. Domingo	0	0	0	0	0	0
Sto.Domingo-Quevedo	0	0	0	0	0	0
Quevedo-Pascuales	0	0	0	0	0	0
Pascuales-Milagro	0	0	0	0	0	0
Milagro-Paute	0	0	0	0	0	0
Paute-Riobamba	-	-	-	-	1	0.55
Riobamba-Totoras	1	6.50	0	0	0	0
Totoras-Sta.Rosa	0	0	0	0	0	0
Subtotal	1	6.50	0	0.00	1	0.55
138 kV Line						
Pisayambo-Ambato	0	0	0	0	0	0
Pisayambo-Vicentina	0	0	0	0	0	0
Vicentina-Ibarra	1	0	2	14.85	0	0
Guangopolo-Vicentina	0	0	0	0	0	0
Vicentina-Sta.Rosa	0	0	0	0	0	0
S.Domingo-Esmeraldas	1	6.97	0	0	2	21.55
Quevedo-Portoviejo	2	37.48	1	1.17	1	1.5
Pascuales-Salitril	0	0	0	0	0	0
Paute-Cuenca	0	0	0	0	1	11.25
Milagro-Babahoyo	0	0	0	0	0	0
Agoyán-Totoras	0	0	0	0	0	0
Pascuales-Sta.Elena	8	65.89	2	16.55	2	14.00
Pascuales-Posorja	6	53.53	8	56.92	2	15.26
Milagro-Machala	0	0	3	5.70	3	16.29
Cuenca-Loja	1	5.05	1	8.75	2	12.40
Totoras-Ambato	2	24.07	0	0	0	0
Pascuales-Policentro	0	0	0	0	0	0
Subtotal	18	168.91	17	103.94	13	92.25
Total	19	175.41	17	103.94	14	92.80

第4章 電力需要想定および供給計画

第4章 電力需要想定および供給計画

目次

	頁
4.1 電力需要想定	4-1
4.1.1 電力需要と経済成長の足どり	4-1
4.1.2 電力需要想定手法	4-1
4.1.3 需要想定の基本資料	4-2
4.1.4 需要想定結果	4-3
4.2 供給計画	4-4
4.2.1 電源開発計画	4-4
4.2.2 需要供給バランス	4-4

List of Figures

- Fig. 4-1 Demand Pass Chart
- Fig. 4-2 GDP/Capita and its Growth Rate
- Fig. 4-3 Demand Forecast of Ecuador (1980-2010)
- Fig. 4-4 Peak Power Forecast (1982-2010)
- Fig. 4-5 Power Balance and Energy Balance Alternative 1 (INECEL Plan)
- Fig. 4-6 Power Balance and Energy Balance Alternative 2 (JICA Plan)

List of Tables

- Table 4-1 Basic Data for Demand Forecast
- Table 4-2 Energy Demand Forecast by INECEL
- Table 4-3 Demand Forecast by Macro Method (High Case)
- Table 4-4 Demand Forecast by Macro Method (Low Case)
- Table 4-5 Power (kW) Balance and Energy (kWh) Balance

第4章 電力需要想定および供給計画

4.1 電力需要想定

4.1.1 電力需要と経済成長の足どり

一般に電力需要は、GDPの伸びに沿って推移して来ている。エクアドルにおけるGDPと電力需要について調査を実施し、その関係を Table 4-1 に示す。

この Table 4-1 によると最近1990～1992年間に於いては5～10%での経済成長を示しており、INBCBLの資料によれば経済成長は1992年以後もこの傾向は引き続き継続するものと思われる。

一方、人口増加率は1980年代前半までは年平均2.7%であったが、1990年代に入ってから少しづつ減少傾向にあり、1990年には2.4%まで下がっている。INBCBLの資料 (Table 3-2) によると、人口は将来2.4%台の増加率で継続して増加して行くものと考えられている。

4.1.2 電力需要想定手法

電力需要想定法としては、中・長期の需要想定として経済・社会の成長テンポ、構造変化等の指数の変化より想定するマクロ手法と、短期の需要想定としては、景気の動向を重視したミクロ手法とがあるが、ここではマクロ手法によって1993～2010年までの長期需要想定を行うものとする。

* マクロ手法の概要

ここで採用するマクロ手法は1人当りの消費電力と経済成長率の相関性に着目して、マクロ的に電力需要想定を行う方法で“Method of Long Range Demand Forecast of Energy for Developing Countries from World-wide Standpoint” EPDC Sep. 1985 に依った。

この方法は全世界の平均的な電力需要経路図 Fig. 4-1 及び1人当りのGDPとその伸び率の図 Fig. 4-2 を基に当該国のこれまでの実績を図中にプロットして行く。

通常、途上国の場合、低い方から徐々に世界の平均的成長曲線へ近づく。次にこれらの実績値を延長して平均曲線と交わる点(年)を基準に、それ以後はこの平均的成長のあり方であるという考え方である。

国によってはこの世界の平均的伸びよりも大きめの成長 (High case) をするケースが考えられるが、長期的にみた場合、この平均線に近づくものとして考えた。

エクアドルの場合、過去のデータからこの平均的成長曲線へ到着するのは1994年頃と予想される。

4.1.3 需要想定基礎資料

(a) 想定期間；18年間（1993～2010年）

INECBLの長期電源開発計画では2010年迄検討されているので、これにあわせて1993～2010年までの18年間とした。

(b) 基準年；1994年

過去28年間（1965～1992）の実績から考えて Fig. 4-1 の世界平均の成長曲線へ到着すると見込まれる1994年を長期予測の基準年とした。なお、現時点では1994年の電力需要とGDPの実績値は出ていないので、過去の実績より最小二乗法によりこれを算出した。

(c) 1人当りのGDP；1,322US\$/cap.

INECBLから収集したEcuador中央銀行のGDP資料及びOECD Annual Report 1992年をクロスチェックし推定した。

但し、価格は1980年のエクアドル通貨スークレと米ドル換算レート及びエスカレーションを考慮して算出した。

この結果、1人当りのGDPを1,322US\$/cap（1994年）とした。人口1人当りのGDPの伸び率は、最近の1988～1992年間は約1.2%となっており、この伸び率は世界的平均値約5%に対しかなり低い値となっている。

(d) 人口；11,303千人（1994年）

INECBLの資料により1994年推定実績 11,303千人を採用した。

1993～2010年間については1988～1992年の5年間平均伸び率2.44%で、今後も継続して伸びていくものとした。

(e) 1人当りの電力量；732.9kWh（1994年）

最小二乗法から求めた基準年1994年の電力需要量である8,284GWhをその年の人口11,303千人で除した値732.9kWhとした。

(f) 年負荷率

1988～1992年の最近の負荷率の実績をみると57.1～60.8%の間にあり、60%を基準に上下している。このため、将来エアコン等のピーク負荷が増えて尖頭化しても現状より下がることはなく将来も同様に推移するものと考え、年負荷率を60%とした。

4.1.4 需要想定結果

本手法によるマクロの需要想定結果を Table 4-3, Table 4-4 と Fig.4-3, Fig.4-4 に示す。

High ケースにおいてはINBCBLの想定値より全体的に下廻った値となっているが、比較的INBCBLの需要想定値と一致している。その差は2003年時点に於いて、エネルギー需要で3.5%の差であり、年度展開で考えれば約1年遅れの差である。

この様にINBCBLとJICAの想定結果の差は小さく、このため需給バランス計画に於いてはマージンを見込んで大きめのINBCBLの需要想定結果を採用するものとする。

4.2 供給計画

4.2.1 電源開発計画

エクアドルは国を縦断するアンデス山脈から西は太平洋へ、東はアマゾン河へ流出する、水量と高度差から得られる水力資源は豊富である。国土の21主要河川において設備しうる総出力（技術的可能包蔵水力）は 22,000MW、その可能電力量は 900億 kWhと云われている。

INBCELは今後の電源開発計画もこの豊富な包蔵水力を開発することを基本とし、電化マスタープラン（1993～2002）MARZO-1993作成においても水力発電所の開発をベースにその間に不足する電力については火力発電所で補うという考えとなっている。

このマスタープランにおける開発計画は次の通りである。

発電形式	設備出力 (MW)	運転開始年月
Gas. ELECTROQUIL	75	1993 / 1
Gas. ELECTROQUITO	33	1993 / 2
Therm. Rehabilitation	112	1993 / 4-10
Gas Turbine	80	1993 / 12
Gas Turbine	80	1994 / 12
Steam Turbine	125	1995 / 12
※DAULB-PERIPA Hydro.	130	1996 / 12
Steam Turbine	140	1997 / 12
※SAN FRANCISCO Hydro.	230	1999 / 12
Gas Turbine	80	2001 / 1
※MAZAR Hydro.	180	2001 / 12

※は水力発電所

4.2.2 需要供給バランス

本計画においては基本的にINBCELの電源開発計画を参考に、需要供給バランスの検討を実施した。

需要供給バランスはkWとkWhについて検討を行った。検討期間は1993～2003年とした。

kWバランスについてはピーク発生月で、かつ渇水期であると想定される12月の最大ピーク発生日について検討した。

一方、kWhバランスについては年間総電力需要に対し検討した。

(1) 検討条件

(a) 水力発電所

- 廃止 : 1993～2003年間については廃止は無いものとし、供給計画の中では考慮しない。
- 事故 : 最大ピーク発生日に最大ユニット1台（Paute発電所の1台115MW）が運転不能になると仮定した。
但し、事故は数日で復旧するものとし、年間の発電エネルギー計画へは影響しないものとする。
- 出水変動 : 保証出力（kW）と最低保証電力量（Annual Firm Energy）とした。

(b) 火力発電所

- 廃止 : INECBLの廃止計画による。
- 事故 : kWバランスを検討するとき、最大ピーク発生日に最大ユニット1台が事故で停止すると仮定する。
但し、事故は数日間で復旧し、年間の発電エネルギー計画へは影響しないものとする。
- 利用率 : ベース火力は70%とする。尚、ピーク用のガス火力は40%とする。
- 可能出力 : 定格出力から所内電力を引いたもの。
- 補修計画 : ピーク月に補修は行わない。

(c) 電力輸入

kWピーク・バランス、kWhエネルギーバランスとも電力輸入は考慮しないものとする。

- (d) その他 : 1995年までは時間的に変更が不可能であり、INECBLのマスタープラン通りとした。

(2) 検討結果のまとめ

1993年から2003年までのINECBL及びJICAの電源開発の検討結果をTable 4-5 及び Fig.4-5, Fig.4-6 に示す。

INBCBLの計画のkW及びkWhバランスにおいては、水力発電所についてはファーム出力及びファームエネルギーでバランスを考えている。

火力発電所については、有効出力及び有効エネルギーでバランスを考えている。この中で、有効エネルギーについてはベース火力 (Vapor, Diesel) の年間設備利用率を90%及び85%で計画している。ピーク対応火力 (Gas) の利用率は40%で考えている。

JICA計画では、ベース出力 (Vapor, Diesel) の年間設備利用率を70%として計画している。この年間設備利用率の70%は、年間点検 (15~20%)、負荷調整による出力減 (5%)、事故率 (2.5~5%) などを長期的に考慮した値である。

その他の考え方はINBCBLと同じである。

この結果、kWhバランスにおいてJICA案では1995年まで不足が考えらる。

このため、これに対応する新設火力が必要であるが、新設火力の計画準備建設期間を考慮した場合、時間的に対応が無理であり、この間はPaute発電所が豊水に恵まれることを期待するだけである。

INBCBLもこの間のkWh不足を解消すべく短期間にて建設可能なGas火力を計画している。これは時間的に見て止むを得ない計画であると考える。

1996年にはDaule Peripa水力 (130MW)、Manta火力 (140MW) 等の運転開始が予定されており、kWhバランスも取れる。然しながら、1997年には再びkWh不足となる。このため (新規電源を準備することが出来ない場合には、濁水となった場合に不足となることが考えられる。) 1997年に新設125MW (Vapor) のベース火力がINBCBL案に更に必要となっている。

そのかわり、2003年に計画されている30MW (Gas) の火力発電所は不要となる。更に他の火力発電所は1年ずつ運転開始年を早める必要がある。

kWhバランスについては、INBCBL案でも最大需要日に水力、火力の最大機が同時に事故で停止しても影響がない程の予備力を保有する計画となっており、kWバランスは取れている。

新規水力発電所はSNIにおける大容量水力であり、kW、kWhバランスにおいて最も重要な位置付であり、これ等の運転開始年が遅れた場合には、再び1992年の様な電力不足になることが考えられ、計画通り開発されなければならない。

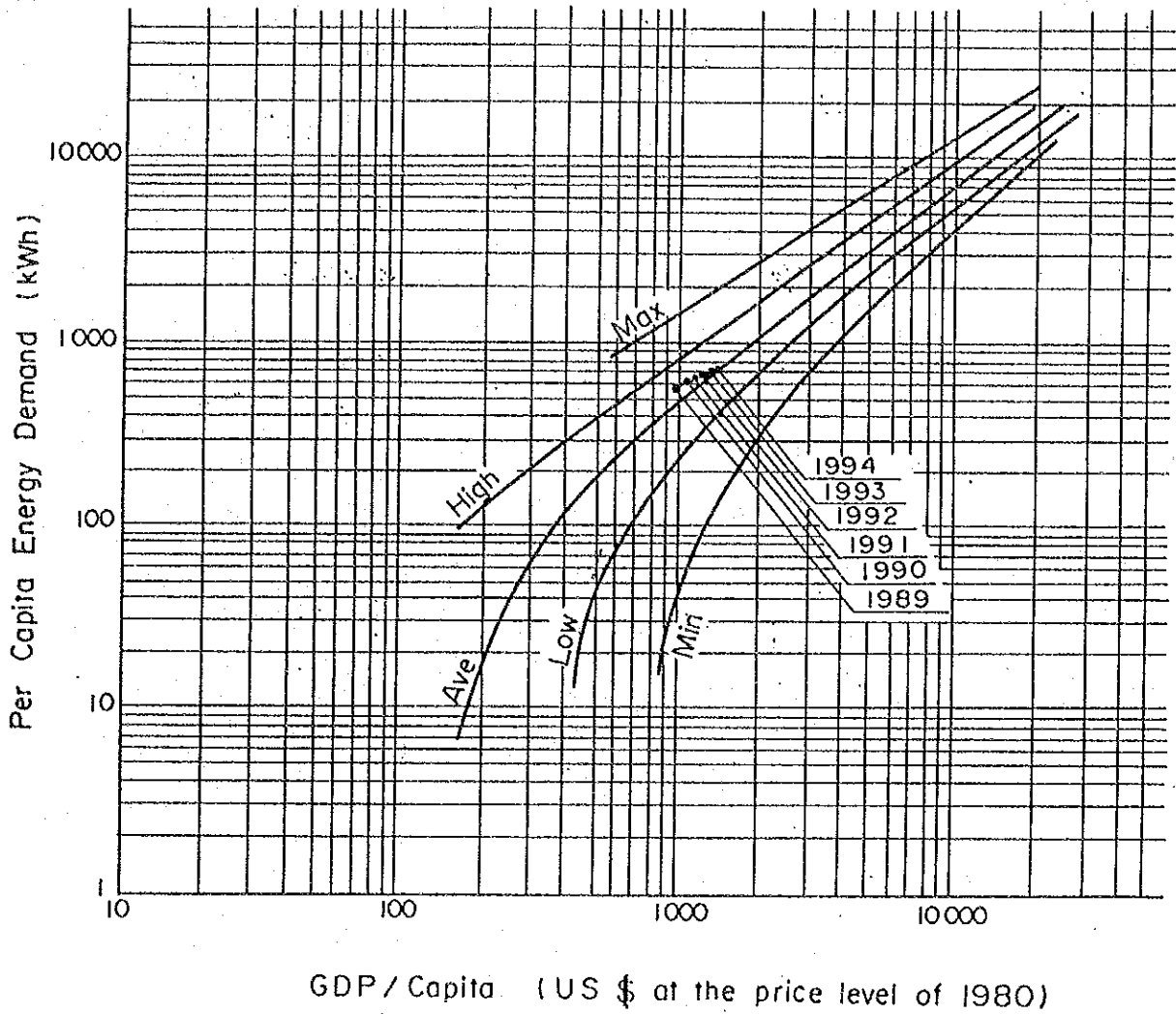


Fig.4-1 Demand Pass Chart

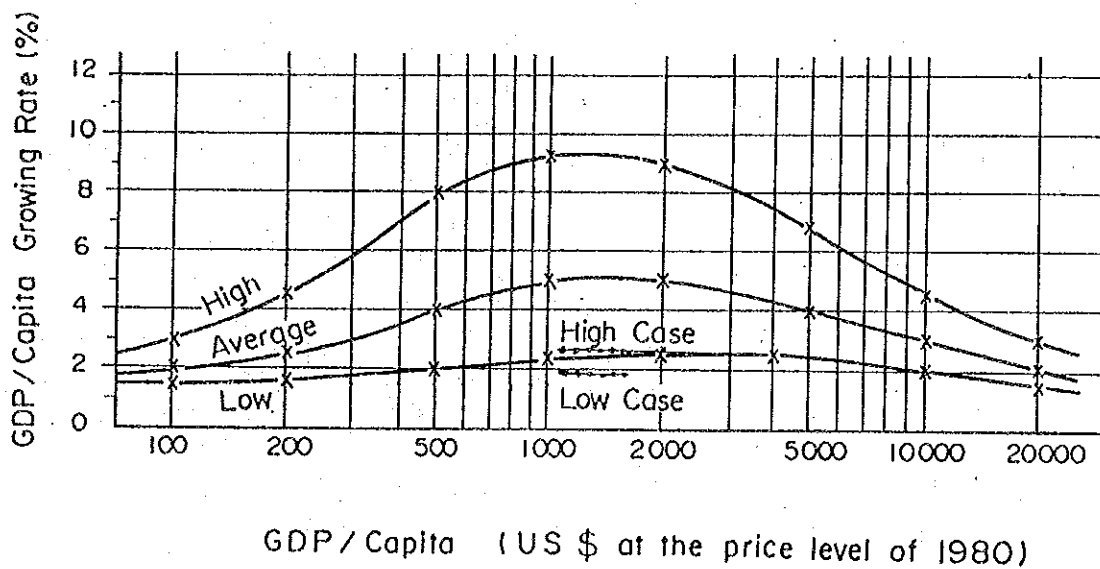


Fig.4-2 GDP/Capita and its Growth Rate

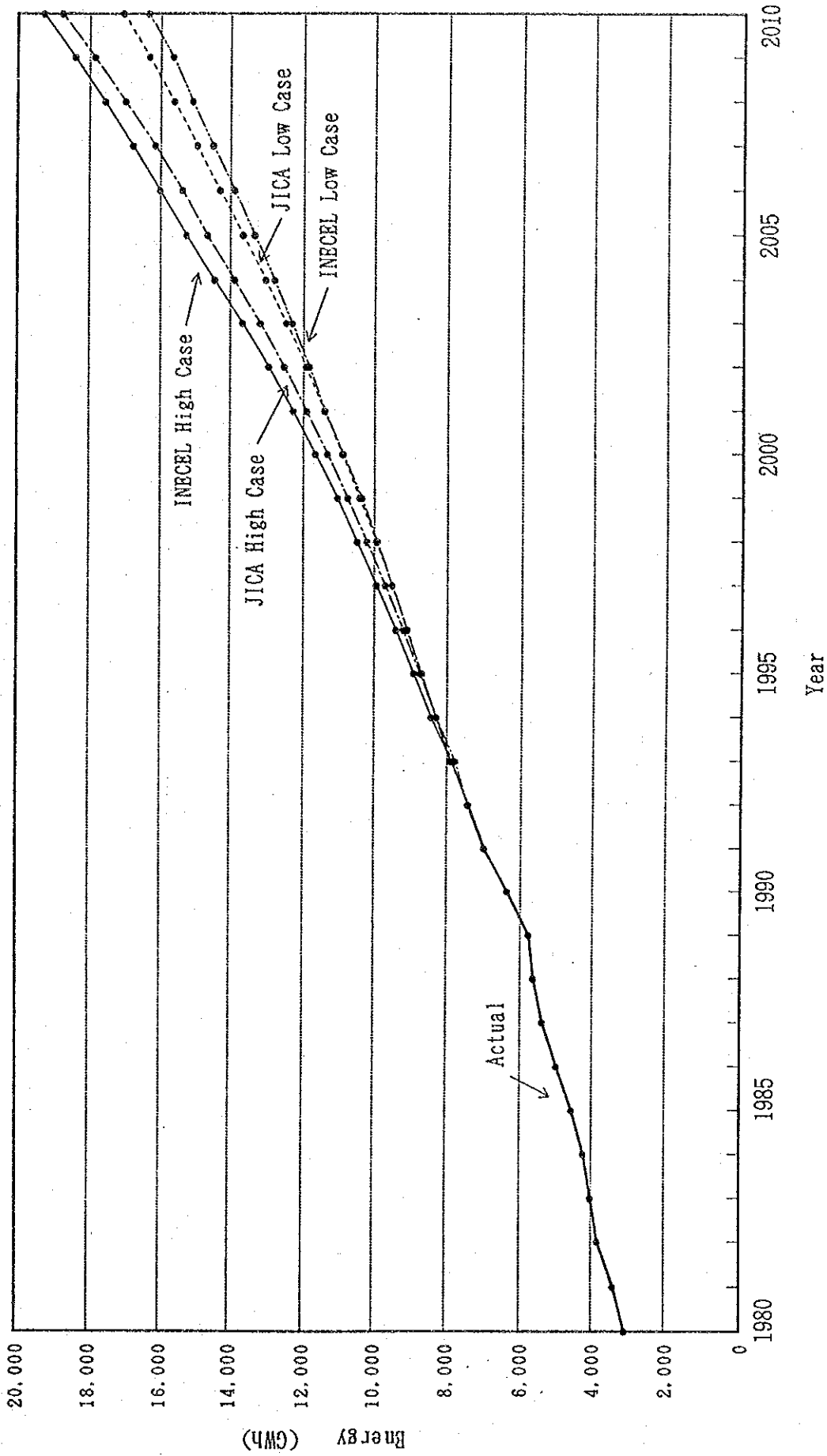


Fig. 4-3 Demand Forecast of Ecuador (1980-2010)

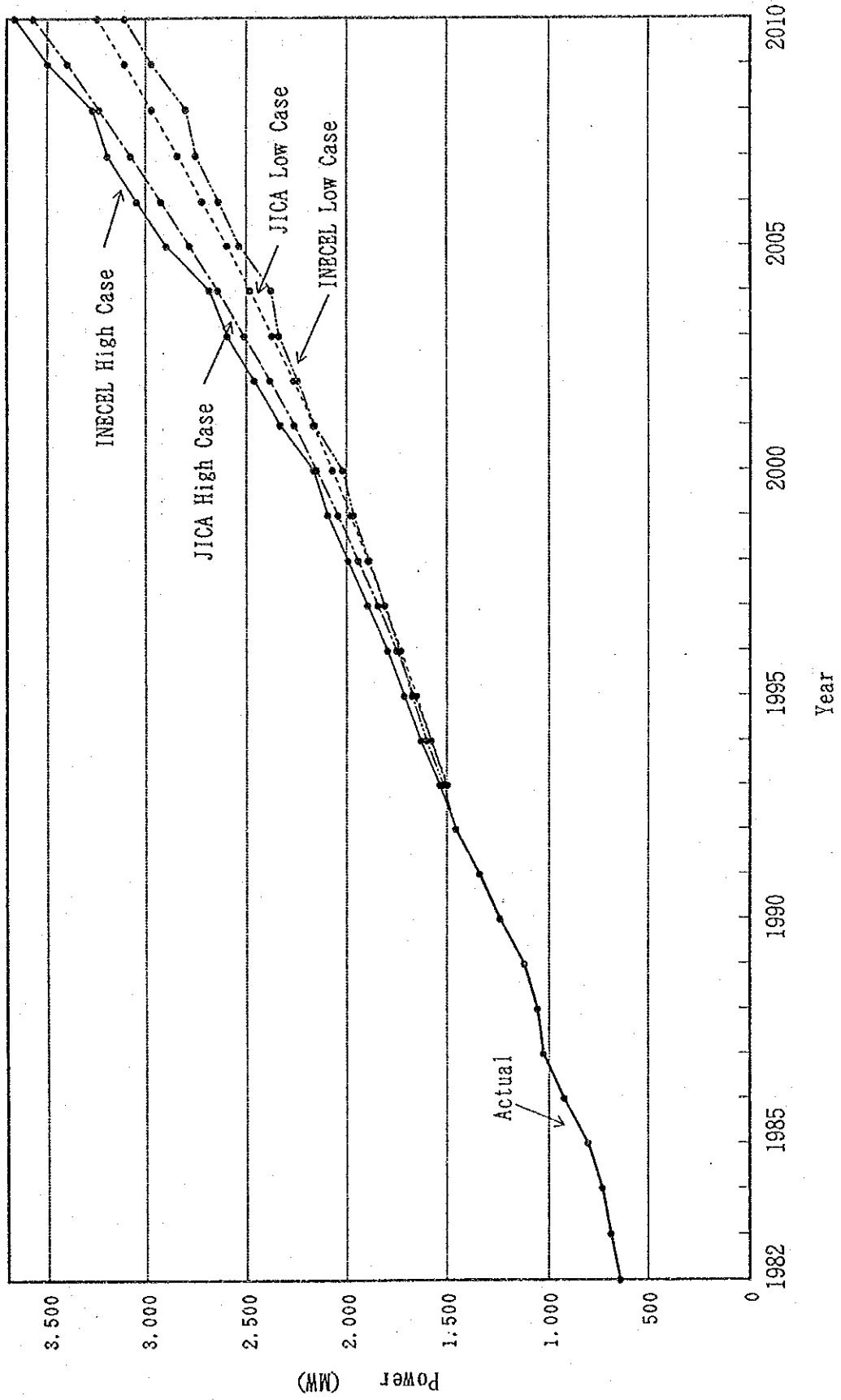


Fig. 4-4 Peak Power Forecast (1982-2010)

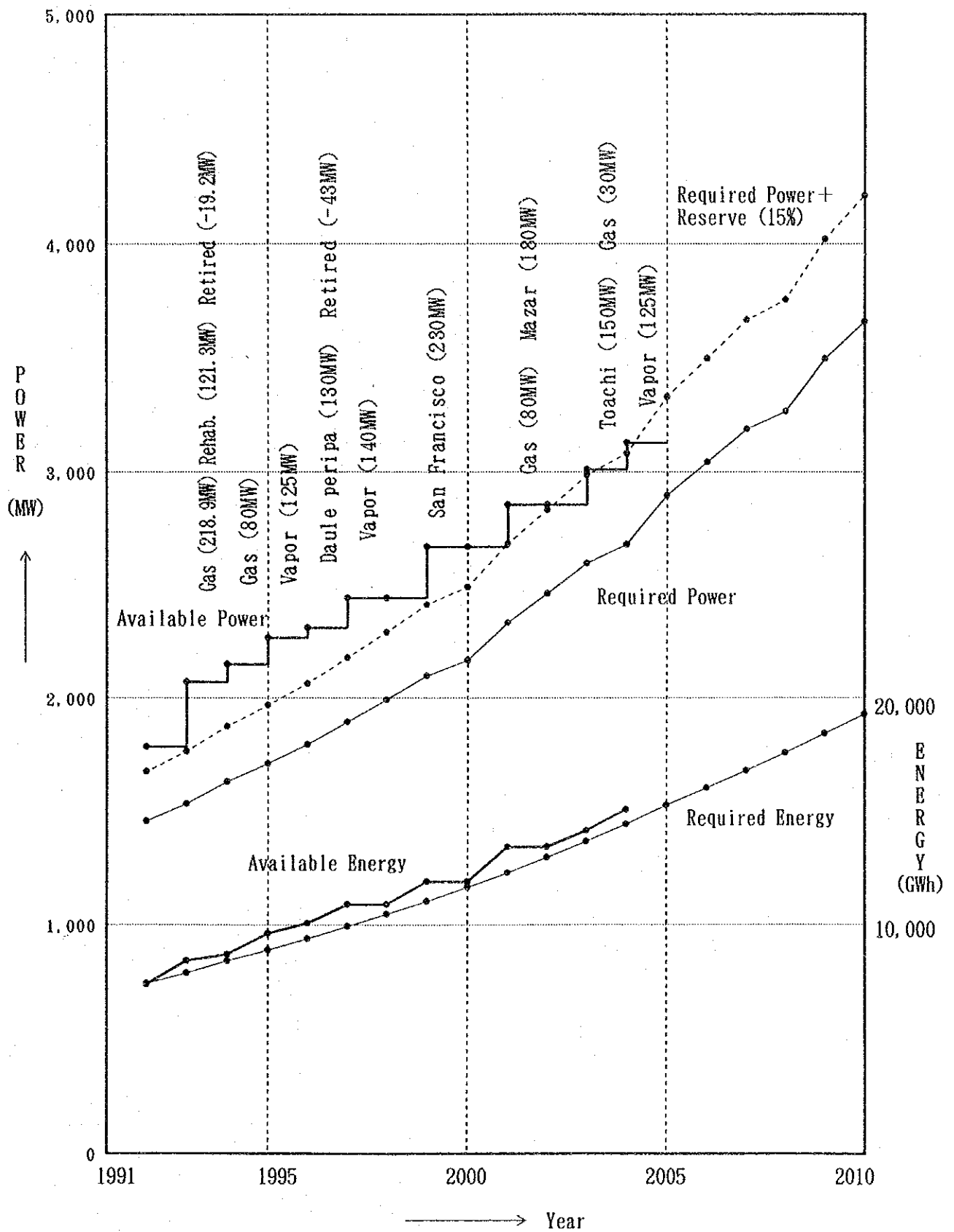


Fig. 4-5 Power Balance and Energy Balance
Alternative 1 (INECEL Plan)

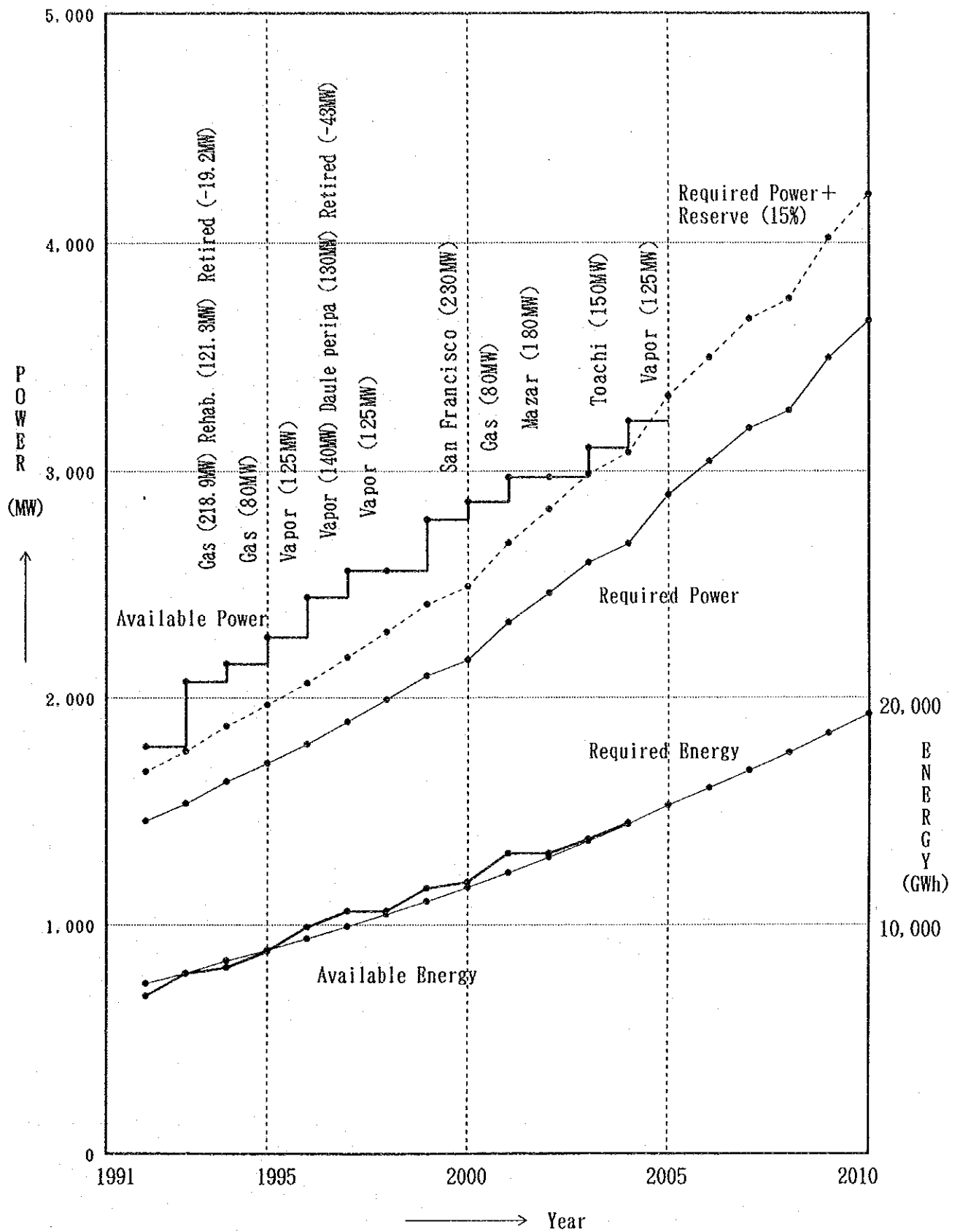


Fig. 4-6 Power Balance and Energy Balance
Alternative 2 (JICA Plan)

Table 4-1 Basic Data for Demand Forecast

(at the price levels and exchange rate of 1980)

Year	G. D. P. (US\$)		Energy Demand		Population		G. D. P./Capita		Energy/Capita		Power (MW)
	(Million)	Rate (%)	(GWh)	Rate (%)	(thousand)	Rate (%)	(US\$)	Rate %	(KWh)	Rate (%)	
1970	1,681.2		786		5,959.92		281.6		131,700		
1971	1,586.1	-5.66	865	10.05	6,146.60	2.96	258.0	-1.91	140,700	3.40	
1972	1,855.8	17.00	957	10.64	6,328.51	2.96	293.2	5.75	151,200	3.59	
1973	2,491.2	34.24	1046	9.30	6,515.80	2.96	382.3	11.57	160,500	3.14	
1974	3,718.0	49.25	1221	16.73	6,708.64	2.96	554.2	16.64	182,000	5.65	
1975	4,318.2	16.14	1423	16.54	6,907.19	2.96	625.2	5.45	206,000	5.59	
1976	4,888.3	13.20	1663	16.87	7,106.22	2.88	687.9	4.58	234,000	5.85	
1977	6,155.2	25.92	1977	18.88	7,311.00	2.88	841.9	8.99	270,400	6.55	
1978	7,217.8	17.26	2351	18.92	7,521.67	2.88	959.6	5.99	312,600	6.57	
1979	8,689.7	19.70	2718	15.61	7,738.41	2.88	1,116.5	6.84	351,200	5.42	
1980	10,804.3	25.05	3081	13.36	7,961.40	2.88	1,357.1	8.69	387,000	4.63	
1981	12,505.8	15.75	3393	10.13	8,176.90	2.71	1,529.4	5.82	414,900	3.74	
1982	12,187.5	-2.55	3819	12.56	8,398.24	2.71	1,451.2	-0.94	454,700	4.64	638
1983	6,732.4	-44.76	4015	5.13	8,625.57	2.71	780.5	-16.54	465,500	1.90	684
1984	8,771.0	30.28	4217	5.03	8,859.05	2.71	990.1	11.19	476,000	1.86	726
1985	11,502.0	31.14	4546	7.80	9,098.85	2.71	1,264.1	11.50	499,600	2.88	800
1986	11,207.5	-2.56	4972	9.37	9,320.81	2.44	1,202.4	-1.05	533,400	3.84	922
1987	10,495.4	-6.35	5388	8.37	9,548.18	2.44	1,099.2	-2.60	564,300	3.43	1,027
1988	9,776.4	-6.85	5632	4.53	9,781.11	2.44	999.5	-2.81	575,800	1.86	1,057
1989	9,538.1	-2.44	5770	2.45	10,019.71	2.44	951.9	-1.00	575,900	1.00	1,120
1990	10,522.3	10.32	6360	10.23	10,264.13	2.44	1,025.2	4.23	619,600	4.19	1,240
1991	11,457.0	8.88	6988	9.87	10,514.52	2.44	1,089.6	3.54	654,500	4.05	1,340
1992	12,016.3	4.88	7422	6.21	10,771.01	2.44	1,115.6	2.00	670,300	2.55	1,442

Table 4-2 Energy Demand Forecast by INECEL

Autor: Superintendencia de Planificación
Económica - Financiera
II/ME/803/92 Marzo 1992

Year	High Case					Low Case				
	Energy (GWh)	Rate (%)	Power (MW)	Rate (%)	L.f (%)	Energy (GWh)	Rate (%)	Power (MW)	Rate (%)	L.f (%)
1992	7,422.0		1,455.0		58.2	7,422.0		1,455.0		58.2
1993	7,868.0	6.01	1,582.0	5.29	58.6	7,775.0	4.76	1,514.0	4.05	58.6
1994	8,414.0	6.94	1,628.0	6.27	59.0	8,272.0	6.39	1,600.0	5.68	59.0
1995	8,897.0	5.74	1,710.0	5.04	59.4	8,696.0	5.13	1,672.0	4.50	59.4
1996	9,394.0	5.59	1,794.0	4.91	59.8	9,084.0	4.46	1,735.0	3.77	59.8
1997	9,925.0	5.55	1,892.0	5.46	59.9	9,491.0	4.48	1,809.0	4.27	59.9
1998	10,462.0	5.41	1,991.0	5.23	60.0	9,906.0	4.37	1,885.0	4.20	60.0
1999	11,029.0	5.42	2,096.0	5.27	60.1	10,332.0	4.30	1,963.0	4.14	60.1
2000	11,641.0	5.55	2,165.0	3.29	61.4	10,838.0	5.09	2,019.0	2.85	61.4
2001	12,272.0	5.42	2,332.0	7.71	60.1	11,377.0	4.78	2,162.0	7.08	60.1
2002	12,949.0	5.52	2,461.0	5.53	60.1	11,824.0	3.93	2,247.0	3.93	60.1
2003	13,654.0	5.44	2,595.0	5.44	60.1	12,312.0	4.13	2,340.0	4.14	60.1
2004	14,405.0	5.50	2,679.0	3.24	61.4	12,793.0	3.91	2,379.0	1.67	61.4
2005	15,236.0	5.77	2,835.0	8.06	60.1	13,337.0	4.25	2,534.0	6.52	60.1
2006	16,006.0	5.05	3,042.0	5.08	60.1	13,878.0	4.06	2,637.0	4.06	60.1
2007	16,777.0	4.82	3,188.0	4.80	60.1	14,454.0	4.15	2,747.0	4.17	60.1
2008	17,559.0	4.56	3,265.0	2.42	61.4	15,053.0	4.14	2,799.0	1.89	61.4
2009	18,398.0	4.78	3,496.0	7.08	60.1	15,637.0	3.88	2,971.0	6.15	60.1
2010	19,262.0	4.70	3,660.0	4.69	60.1	16,341.0	4.50	3,105.0	4.51	60.1

* Generating end

Table 4-3 Demand Forecast by Macro Method (High Case)

(at the price levels and exchange rate of 1980)

Year	G.D.P. / Capita		Energy / Capita		Population		G.D.P. (US\$)		Energy Demand		Power	
	(US\$)	Rate (%)	(KWh)	Rate (%)	(thousand)	Rate (%)	(Million)	Rate (%)	(GWh)	Rate (%)	(MW)	Rate (%)
1993	1,300		716.7		11,033.82		14,344		7,908		1504	
1994	1,322	1.69	732.9	2.26	11,303.05	2.44	14,943	4.18	8,284	4.75	1576	4.79
1995	1,350	2.12	753.5	2.81	11,578.84	2.44	15,531	4.60	8,725	5.32	1660	5.33
1996	1,379	2.15	774.9	2.84	11,861.34	2.44	16,357	4.64	9,191	5.34	1748	5.30
1997	1,409	2.18	797.1	2.86	12,150.78	2.44	17,120	4.66	9,585	5.37	1842	5.38
1998	1,439	2.13	819.3	2.79	12,447.26	2.44	17,912	4.63	10,198	5.30	1940	5.32
1999	1,470	2.15	842.3	2.81	12,750.97	2.44	18,744	4.64	10,740	5.31	2043	5.31
2000	1,501	2.11	865.4	2.74	13,062.10	2.44	19,606	4.50	11,304	5.25	2151	5.29
2001	1,533	2.13	889.2	2.75	13,380.81	2.44	20,513	4.63	11,898	5.25	2254	5.25
2002	1,565	2.15	913.8	2.77	13,707.30	2.44	21,456	4.65	12,525	5.28	2383	5.26
2003	1,600	2.17	939.2	2.78	14,041.76	2.44	22,467	4.66	13,188	5.29	2509	5.29
2004	1,634	2.13	964.7	2.72	14,384.38	2.44	23,504	4.62	13,877	5.22	2640	5.22
2005	1,669	2.14	990.9	2.72	14,735.36	2.44	24,593	4.63	14,601	5.22	2778	5.23
2006	1,704	2.10	1,017.1	2.64	15,094.90	2.44	25,722	4.59	15,353	5.15	2921	5.15
2007	1,740	2.11	1,044.2	2.66	15,463.22	2.44	26,906	4.60	16,147	5.17	3072	5.17
2008	1,777	2.13	1,072.0	2.66	15,840.52	2.44	28,149	4.62	16,981	5.17	3230	5.14
2009	1,814	2.08	1,099.9	2.60	16,227.03	2.44	29,436	4.57	17,848	5.11	3396	5.14
2010	1,852	2.09	1,128.5	2.60	16,622.97	2.44	30,786	4.59	18,759	5.10	3559	5.09

* Generating end

Table 4-4 Demand Forecast by Macro Method (Low Case)

(at the price levels and exchange rate of 1980)

Year	G.D.P. / Capita		Energy / Capita		Population		G.D.P. (US\$)		Energy Demand		Power	
	(US\$)	Rate (%)	(kWh)	Rate (%)	(thousand)	Rate (%)	(Million)	Rate (%)	(GWh)	Rate (%)	(MW)	Rate (%)
1993	1,294		712.3		11,033.82		14,278		7,859		1495	
1994	1,322	2.16	732.9	2.89	11,303.05	2.44	14,943	4.66	8,284	5.41	1576	5.42
1995	1,344	1.66	749.1	2.21	11,578.84	2.44	15,562	4.14	8,674	4.71	1650	4.70
1996	1,366	1.64	765.3	2.16	11,861.34	2.44	16,203	4.12	9,077	4.65	1727	4.67
1997	1,388	1.61	781.5	2.12	12,150.78	2.44	22,843	40.98	9,496	4.62	1807	4.63
1998	1,411	1.66	798.6	2.19	12,447.26	2.44	17,563	-23.11	9,940	4.68	1891	4.65
1999	1,434	1.63	815.6	2.13	12,750.97	2.44	18,285	4.11	10,400	4.63	1979	4.65
2000	1,458	1.67	833.4	2.18	13,062.10	2.44	19,045	4.16	10,886	4.67	2071	4.65
2001	1,482	1.65	851.3	2.15	13,380.81	2.44	19,830	4.12	11,391	4.64	2167	4.64
2002	1,506	1.62	869.1	2.09	13,707.30	2.44	20,643	4.10	11,913	4.58	2266	4.57
2003	1,531	1.66	887.7	2.14	14,041.76	2.44	21,498	4.14	12,465	4.63	2372	4.58
2004	1,556	1.63	906.4	2.11	14,384.38	2.44	22,382	4.11	13,038	4.60	2481	4.60
2005	1,582	1.67	925.8	2.14	14,735.36	2.44	23,311	4.15	13,642	4.63	2595	4.59
2006	1,608	1.64	945.2	2.10	15,094.90	2.44	24,273	4.13	14,268	4.59	2715	4.62
2007	1,634	1.62	964.7	2.06	15,463.22	2.44	25,267	4.10	14,917	4.55	2838	4.53
2008	1,661	1.65	984.9	2.09	15,840.52	2.44	26,311	4.13	15,601	4.59	2968	4.58
2009	1,688	1.63	1,005.2	2.06	16,227.03	2.44	27,391	4.10	16,311	4.55	3103	4.55
2010	1,715	1.60	1,025.4	2.01	16,622.97	2.44	28,508	4.08	17,045	4.50	3243	4.51

Table 4-5 Power (kW) Balance and Energy (kWh) Balance

Alternative - 1 (INECEL plan)										Alternative - 2 (JICA plan)									
Year	Name of Power Plant	Installed Capacity (MW)	Available		Energy Balance (GWh)		Power Balance (MW)		Year	Name of Power Plant	Installed Capacity (MW)	Available		Energy Balance (GWh)		Power Balance (MW)			
			Energy (GWh)	Power (MW)	Required	Available	Required	Available				Required	Available	Required	Available				
1992	Existing Hydro	1,470.1	3,956.4	1,209.4	7,422	7,370.3	1,455	1,783.0	1992	Existing Hydro	1,470.1	3,956.4	1,209.4	7,422	6,874.8	1,455	1,783.0		
	Existing Thermal	808.1	3,413.9	573.6						Existing Thermal	808.1	2,918.4	573.6						
	Existing Total	2,278.2	7,370.3	1,783.0						Existing Total	2,278.2	6,874.8	1,783.0						
1993	Est. Salado (Gas)	30.9	70.1	20.0	7,868	8,425.9	1,532	2,069.6	1993	Est. Salado (Gas)	30.9	70.1	20.0	7,868	7,856.5	1,532	2,069.6		
	Rehab. - Diesel	62.5	129.3	43.2						Rehab. - Diesel	62.5	129.3	43.2						
	Rehab. - Bunker	49.2	209.2	39.8						Rehab. - Bunker	49.2	209.2	39.8						
	Electo Quil	75.0	226.9	74.0						Electo Quil	75.0	226.9	74.0						
	Electo Quito	33.0	58.1	32.0						Electo Quito	33.0	58.1	32.0						
	T. Gas (Pascuales)	80.0	273.3	78.0						T. Gas (Pascuales)	80.0	273.3	78.0						
	Descanso-Cuenca	-19.2	-84.1	-16.0						Descanso-Cuenca	-19.2	-84.1	-16.0						
	Rehab. Est. Salado	145.0	132.8	9.6						Rehab. Est. Salado	145.0	58.9	9.6						
1994	T. Gas (Machala)	80.0	273.3	78.0	8,414	8,659.2	1,628	2,147.6	1994	T. Gas (Machala)	80.0	273.3	78.0	8,414	8,129.2	1,628	2,147.6		
1995	T. Vapor (Trinitaria)	125.0	926.4	117.5	8,887	9,625.6	1,710	2,265.1	1995	T. Vapor (Trinitaria)	125.0	720.5	117.5	8,397	8,850.3	1,710	2,265.1		
1996	D. Peripa	130.0	441.6	86.0	9,394	10,057.2	1,794	2,310.2	1996	D. Peripa	130.0	441.6	86.0	9,394	9,882.7	1,794	2,442.2		
	Vap. Emelec	-10.0	-74.1	-9.4						Vap. Emelec	-10.0	-74.1	-9.4						
	Gas Emelec	-13.5	-42.0	-12.0						Gas Emelec	-13.5	-42.0	-12.0						
	SR Bunker	-5.0	-21.0	-4.0						SR Bunker	-5.0	-21.0	-4.0						
	SR Diesel	-13.5	-81.5	-15.5						SR Diesel	-13.5	-81.5	-15.5						
	T. Vapor (Manta)	140.0	809.4	132.0						T. Vapor (Manta)	140.0	809.4	132.0						
1997	T. Vapor (Manta)	140.0	1,040.7	132.0	9,925	10,839.3	1,892	2,442.2	1997	T. Vapor	125.0	720.5	117.5	9,925	10,503.2	1,892	2,559.7		
1998					10,462	10,839.3	1,991	2,442.2	1998					10,462	10,503.2	1,991	2,559.7		
1999	San Francisco	230.0	997.0	226.0	11,029	11,836.3	2,096	2,668.2	1999	San Francisco	230.0	997.0	226.0	11,029	11,600.2	2,096	2,785.7		
2000					11,641	11,836.3	2,165	2,668.2	2000	T. Gas (Sta Rosa)	80.0	273.3	78.0	11,641	11,873.5	2,165	2,863.7		
2001	T. Gas (Sta Rosa)	80.0	273.3	78.0	12,272	13,411.6	2,332	2,854.0	2001	Mazar	180.0	1,252.0	107.8	12,272	13,125.5	2,332	2,971.5		
	Mazar	180.0	1,252.0	107.8															
2002					12,949	13,411.6	2,451	2,854.0	2002					12,949	13,125.5	2,461	2,971.5		
2003	Toachi	150.0	618.0	128.8	13,654	14,124.2	2,595	3,007.8	2003	Toachi	150.0	618.0	128.8	13,654	13,743.5	2,595	3,100.3		
	T. Gas (Guamopolo)	30.0	94.6	27.0						T. Gas (Guamopolo)	30.0	94.6	27.0						
2004	T. Vapor (Sta Elena)	125.0	926.4	117.5	14,405	15,050.6	2,679	3,127.3	2004	T. Vapor (Sta Elena)	125.0	720.5	117.5	14,405	14,464.0	2,679	3,217.8		

第 5 章 系統解析

第 5 章 系統解析

目 次

	頁
5.1 検討条件	5-1
5.2 1993年	5-1
5.3 1998年	5-2
5.4 2003年	5-3
5.5 解析結果のまとめ	5-5
5.6 負荷遮断と周波数低下	5-5
5.6.1 負荷遮断	5-6
5.6.2 周波数特性定数(K) の実測	5-6

List of Figures

- Fig. 5-1 SNI Power System Configuration in 1993
- Fig. 5-2 SNI Power System Configuration in 1998
- Fig. 5-3 SNI Power System Configuration in 2003
- Fig. 5-4 Impedance Map in 1993
- Fig. 5-5 Impedance Map in 1998
- Fig. 5-6 Impedance Map in 2003
- Fig. 5-7 Power Flow in 1993
- Fig. 5-8 Power System Stability Analysis at 1 CCT Line Fault (under power flow condition of Fig. 5-7)
- Fig. 5-9 Power Flow after Clearing of 1 CCT (corresponding to Fig. 5-7)
- Fig. 5-10 Power Flow in June, 1998
- Fig. 5-11 Power Flow in December, 1998
- Fig. 5-12 Power System Stability after 1 CCT Line Fault (under power flow condition of Fig. 5-10)
- Fig. 5-13 Power System Stability under 2 CCT Line Fault (under power flow condition of Fig. 5-14)
- Fig. 5-14 Power Flow in June, 1998 (Case of small output at Paute)
- Fig. 5-15 Power Flow after Clearing of 1 CCT (corresponding to Fig. 5-10)
- Fig. 5-16 Power Flow after Clearing of 2 CCT (corresponding to Fig. 5-14)
- Fig. 5-17 Power System Stability after 1 CCT Line Fault (under power flow condition of Fig. 5-11)
- Fig. 5-18 Power System Stability after 2 CCT Line Fault (under power flow condition of Fig. 5-11)
- Fig. 5-19 Power Flow after Clearing of 1 CCT Line (corresponding to Fig. 5-11)
- Fig. 5-20 Power Flow after Clearing of 2 CCT Line (corresponding to Fig. 5-11)
- Fig. 5-21 Power Flow in June, 2003
- Fig. 5-22 Power Flow in December, 2003
- Fig. 5-23 Power System Stability after 1 CCT Line Fault (under power flow condition of Fig. 5-21)
- Fig. 5-24 Power System Stability Analysis at 2 CCT Line Fault (under power flow condition of Fig. 5-25)
- Fig. 5-25 Power Flow in June, 2003 (Case of small output at Paute)

- Fig. 5-26 Power Flow after Clearing of 1 CCT Line (corresponding to Fig. 5-21)
- Fig. 5-27 Power Flow after Clearing of 2 CCT Line (corresponding to Fig. 5-25)
- Fig. 5-28 Power System Stability after 1 CCT Line Fault (under power flow condition of Fig. 5-22)
- Fig. 5-29 Power System Stability after 2 CCT Line Fault (under power flow condition of Fig. 5-22)
- Fig. 5-30 Power Flow after Clearing of 1 CCT Line (corresponding to Fig. 5-22)
- Fig. 5-31 Power Flow after Clearing of 2 CCT Line (corresponding to Fig. 5-22)

List of Tables

- Table 5-1 Peak Loads at Substations (MW+jMar)
- Table 5-2 Machine Constant for Main Generators (2003)
- Table 5-3 Short Circuit Current (kA)
- Table 5-4 Frequency Drop and Load Shedding at Peak Time on March 3, 1993

第 5 章 系統解析

5.1 検討条件

INBCBLが作成した、エクアドルの電力系統拡充計画を基に検討を実施した。検討は、定常時、事故時の電圧、送電線並びに変圧器の過負荷、および短絡電流、系統安定度を中心に、以下の年を対象に実施した。

検討対象年： 1993, 1998, 2003

尚、1998年、2003年については、豊水期（6月）、渇水期（12月）の2断面について検討した。

各検討対象年における各変電所のピーク負荷を Table 5-1 に、単線結線図を Fig.5-1～Fig.5-3 に、インピーダンス・マップを Fig.5-4～Fig.5-6 にそれぞれ示す。

INBCBLにおける定常時および事故時の負荷端における電圧基準は以下の通りである。

定常時	事故時
97～103%	90～105%

系統安定度における判定条件は、単一事故（ $n-1$ ）基準を採用し、事故条件としては送電線の1cctに永久3相短絡が発生し、遮断成功、再閉路は行わないものとした。本報告書では、事故送電線としてPaute～Milagro 230kV 送電線を選んだ。また事故遮断時間は、INBCBLの230kV系で適用されている5サイクル遮断とした。さらに、1998年、2003年においては、稀頻度ケースではあるがPaute～Milagro線の2cct事故も検討した。

発電機定数、AVR、GOV定数はINBCBLのデータを用いた。

Table 5-2 に主な発電機定数を示す。

5.2 1993年

(1) 潮流

1993年3月の実潮流を基にした潮流計算結果を Fig.5-7 に示す。

結果は、Selva Alegre変電所等数ヶ所を除き、負荷端の運転電圧は基準内に収まっている。また過負荷となる送電線、変圧器はない。

(2) 短絡電流

Table 5-3 に示すように、230kV母線および138kV母線の短絡電流は、定格遮断電流を超えていない。

(3) 系統安定度

(1)項で述べた潮流におけるPaute~Milagro 230kV送電線 1 cct. 3 LG- 3 LO事故の系統安定度計算結果を Fig.5-8 に示す。結果は、安定な動きを示している。

Fig.5-9 に 1 cct遮断後の事故潮流を示すが、負荷端の運転電圧はSelva Alegre 変電所等数ヶ所を除き基準内に収まっている。また過負荷となる送電線、変圧器はない。

5.3 1998年

(1) 潮流

Table 5-1 の想定需要を基にした潮流計算結果を Fig.5-10 および Fig.5-11 に示す。

Fig.5-10 は、Paute発電所が豊水期に当たる6月断面、Fig.5-11 はPaute発電所が渇水期に当たる12月断面である。Paute発電所の発電々力が 1,008MWから 915MWとなり、Paute~Pascuales間の潮流が軽くなっている。

両者とも負荷端の運転電圧はすべて基準内に収まっており、過負荷となる送電線変圧器はない。

但し、以下の変電所における変圧器に、INCBCLの計画に加えタップが必要である。

Selva Alegre 変電所
Chillo Gallo 変電所
Kennedy 変電所
No.18 変電所
No.19 変電所
Pomasqui 変電所

また、以下の変電所に調相用コンデンサが必要である。

Vicentina 変電所 : 12 MVar
Salitral 変電所 : 36 MVar
Pascuales 変電所 : 36 MVar
Santa Rosa 変電所 : 36 MVar

(2) 短絡電流

Table 5-3 に示すように、230kV母線および138kV母線の短絡電流は、定格遮断電流を超えていない。

(3) 系統安定度

(a) 6月断面

Fig. 5-12、Fig. 5-13 にPaute～Milagro 230kV送電線 1 cct, 3 LG～3 LO事故および 2 cct, 3 LG～3 LO事故の系統安定度計算結果をそれぞれ示す。2 cct事故の場合、Fig. 5-10 の潮流条件では不安定となるため、Paute発電所の発電々力を 954MWに減少させた Fig. 5-14 の潮流条件とした。結果は、両者とも安定な動きを示している。

Fig. 5-15、Fig. 5-16 にそれぞれ 1 cct遮断後、2 cct遮断後の事故潮流を示すが、負荷端の運転電圧は基準内に収まっている。

また過負荷となる送電線、変圧器はない。

(b) 12月断面

Fig. 5-17、Fig. 5-18 にPaute～Milagro 230kV送電線 1 cct, 3 LG～3 LO事故および 2 cct, 3 LG～3 LOの事故の安定度計算結果をそれぞれ示す。(a)に比べると動揺は小さくなり、両者とも安定な動きを示している。

Fig. 5-19、Fig. 5-20 にそれぞれ 1 cct遮断後、2 cct遮断後の事故潮流を示すが、負荷端の運転電圧は基準内に収まっている。

また過負荷となる送電線変圧器はない。

5.4 2003年

(1) 潮流

Table 5-1 の想定需要を基にした潮流計算結果を Fig. 5-21 および Fig. 5-22 に示す。Fig. 5-21 は、Paute発電所が豊水期に当たる6月断面、Fig. 5-22 はPaute発電所が渇水期に当たる12月断面である。Paute発電所の発電々力が 972MWから 798MWとなり、Paute～Pascuales間の潮流が軽くなっている。

両者とも負荷端の運転電圧はすべて基準内に収まっており、過負荷となる送電線変圧器はない。

但し、以下の変電所における変圧器にINBCELの計画に加え、タップが必要である。

Selva Alegre 変電所
Chillo Gallo 変電所
Kennedy 変電所
No 18 変電所
No. 19 変電所
Pomasqui 変電所
Tena 変電所
Ambato 変電所

また、以下の変電所に調相用コンデンサが必要である。

Vicentina 変電所 : 12 MVar
Salitral 変電所 : 36 MVar
Pascuales 変電所 : 36 MVar
Santa Rosa 変電所 : 36 MVar
Ibarra 変電所 : 18 MVar (INBCELの計画外)

(2) 短絡電流

Table 5-3 に示すように、230kV母線および138kV母線の短絡電流は、定格遮断電流を超えていない。

(3) 系統安定度

(a) 6月断面

Fig. 5-23、Fig. 5-24 に、Paute~Milagro 230kV送電線 1 cct 3 LG-3 LO事故および 2 cct 3 LG-3 LO事故の系統安定度計算結果をそれぞれ示す。2 cct 事故の場合、Fig. 5-21 の潮流条件では不安定となるため、Paute発電所の発電々力を 915MWに減少させた Fig. 5-25 の潮流条件とした。結果は、両者とも安定な動きを示している。

Fig. 5-26、Fig. 5-27 にそれぞれ 1 cct遮断後、2 cct遮断後の事故潮流を示すが、負荷端の運転電圧は基準内に収まっている。

また過負荷となる送電線、変圧器はない。

(b) 12月断面

Fig. 5-28、Fig. 5-29 にPaute~Milagro 230kV送電線 1 cct 3 LG-3 LO事故

および2 cct 3 LG-3 LO事故の系統安定度計算結果をそれぞれ示す。(a)に比べると動揺は小さくなり、両者とも安定な動きを示している。

Fig. 5-30、Fig. 5-31 にそれぞれ1 cct遮断後、2 cct遮断後の事故潮流を示すが、負荷端の運転電圧は基準内に収まっている。

また過負荷となる送電線、変圧器はない。

5.5 解析結果のまとめ

短絡電流レベル、送電線、変圧器の過負荷に関しては、各検討年において特に問題とならないが、1993年の運転電圧に関しては、北部変電所の幾つかで97~103%の許容範囲に収まっていない。系統安定度についても、1993年は不安定ではないが、安定限界に近くなっている。

1993年は、3月時点での実潮流結果を基に解析しており、特に対策は講じてないが、INECELの計画にあるように、Paute~Pascuales間の送電線が4 cctに増強され、Guayaquil近傍および北部における電源開発が進んでいく1998年、2003年には、上記の問題が軽減されてゆき、豊水期である6月断面においては、Paute発電所がほぼ定格出力まで運転可能となる。

Year/month	Paute 発電々力 (MW)	安定度結果	
		1 cct 遮断	2 cct 遮断
1998. 6	1,008	○	×
	954	○	○
1998. 12	915	○	○
2003. 6	954	○	×
	897	○	○
2003. 12	798	○	○

ただ、北部系の一部の変電所は、常時運転電圧の維持のためには、1998年、2003年時点にはINECELの計画以外に変圧器タップ、調相用コンデンサの設置が必要である。

5.6 負荷遮断と周波数低下

電力系統に需給不均衡が生じたときの周波数変化は、電源と負荷の周波数特性に支配される。電源の周波数特性は周波数が上がると（発電機の回転数が上がると）発電機への機械的入力を絞り、逆に周波数が下がると発電機への機械的入力を増やす。この動作は一般に調速機（Governor）で制御される。一方負荷の周波数特性は、周波数が上がる

と消費電力も増え、周波数が下がると消費電力も減るという性質がある。(INBCBLによればSNIの極端な需給不均衡時に59.7Hzで電力系統を運用した実績がある)

上述の電源と負荷の周波数特性をSNIを使用して実測によって計測することも可であるが、INBCBL自身は計測した実績をもたない。

周波数が0.1Hz変化したときの発電機の出力変化量と負荷の変化量の合計を電力系統の周波数特性定数(K)と呼び、この値は系統を構成している発電機や負荷の性質を表すが、一般に次の範囲内の値を採る。

$$\text{系統周波数定数} K = 1.20 \sim 1.55\% \text{MW}/0.1\text{Hz}$$

5.6.1 負荷遮断

JICA調査団は上述の系統周波数定数(K)の範囲内において、INBCBLが現在行っている負荷遮断条件を検討し、過大な負荷制限となっていないかどうかをチェックするものである。INBCBLは各電力会社との間の電力需給契約の中で、電源喪失事故時の系統周波数の低下に対し、13.8kV配電線引出口等に周波数継電器を設置し周波数低下の大きさに比例した負荷遮断を行うことをとり決めている。このことにより電力系統の周波数維持を行い、電力系統の安定度保持と、最悪の場合でもBMBLECやBBQは最小限度の単独系統が構成されるよう連系地点の遮断器解放が行われるようになっている。

Table 5-4 に周波数低下時の各電力会社の負荷遮断条件を示すが、検討に当たってはSNIの69kV側母線で各電力会社への負荷が等価的に遮断されるものと仮定した。

Table 5-4 に示す如く、INBCBLが現在実施している周波数低下7ステップに対応する負荷遮断の量のうち4ステップ以上は大き過ぎるものと思われる。JICA調査団のこの調査結果は系統周波数定数 $K = 1.38\% \text{MW}/0.1\text{Hz}$ を前提に得られたものであるが、この値は大きく変わるものではない。しかしINBCBLの電力系統において実測し確認することが望まれる。

電力系統の周波数が58.5Hz以下に下がった場合には、BMBLEC及びBBQ電力系統は単独系統になる。

5.6.2 周波数特性定数(K)の実測

既に述べた如く、電力系統の周波数特性は電源と負荷の特性を別々に計測することが望ましいが、現実の問題として負荷の特性を実測で計測するためには発電機の調速

機を固定した状態で負荷の大きさを変えて数回遮断する必要があり、このことは電力需要家に対する停電を意味するので好ましくない。

一方、電源側の周波数特性はSNIで周波数調整を分担しているPoute水力発電所の発電機をガバナーフリー状態にして負荷の大きさを変えて数回遮断する必要があるが、この方法も需要家に対する停電を意味するので好ましくない。このように電源と負荷の特性を別々に計測することは需要家に対する停電を伴うので実測は困難と思われる。

電力系統の周波数特性定数(K)は過去の電源喪失事故時の実績を調査することにより可能である。この場合留意しなければならない点は、電力系統に接続されている発電機の総定格容量とその時点の負荷の大きさ、および周波数の低下である。これらの3点が明らかであればSNIの周波数特性定数(K)を確定することが出来る。

ECUADOR 1993

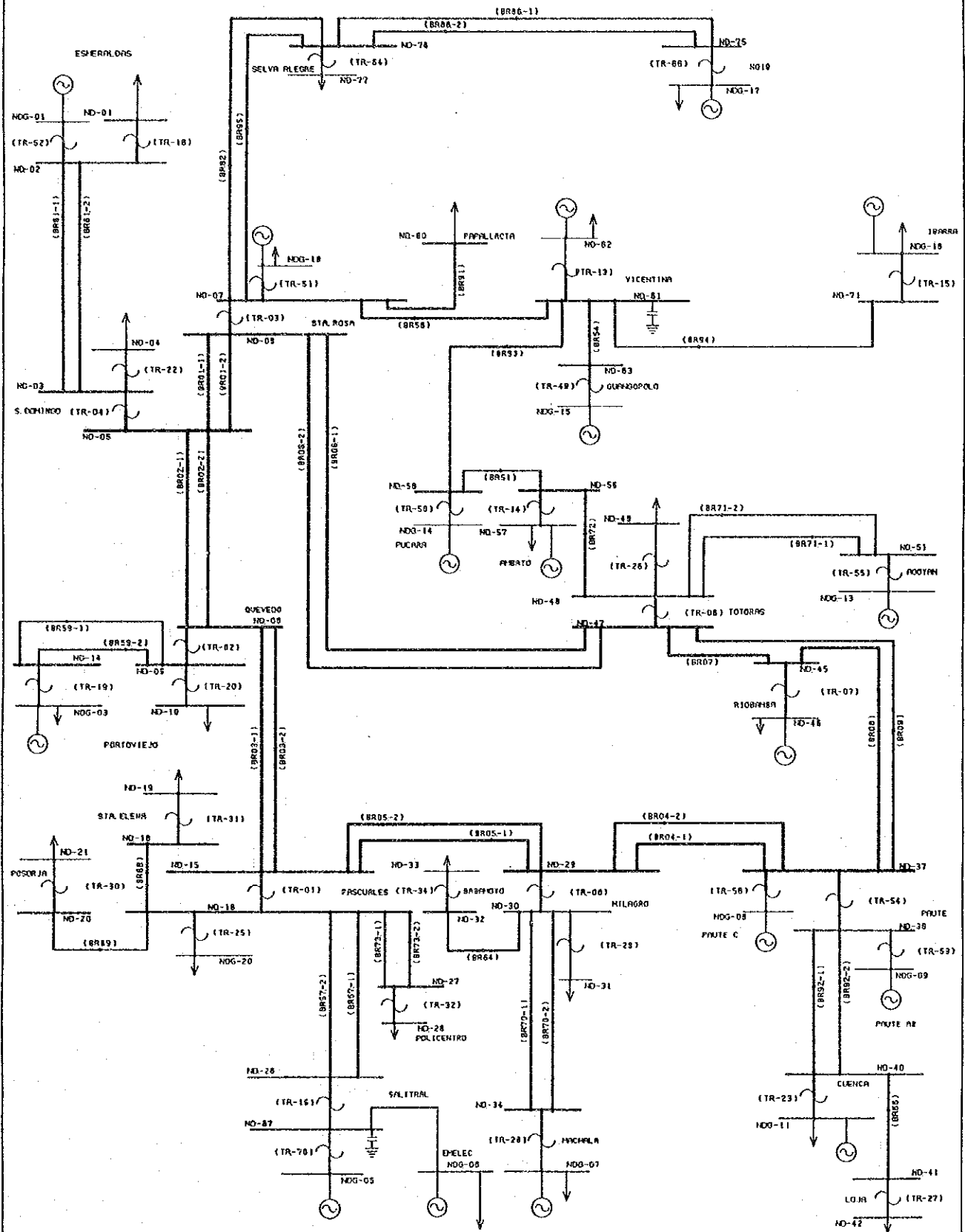


Fig. 5-1 SNI Power System Configuration in 1993

ECUADOR 1998

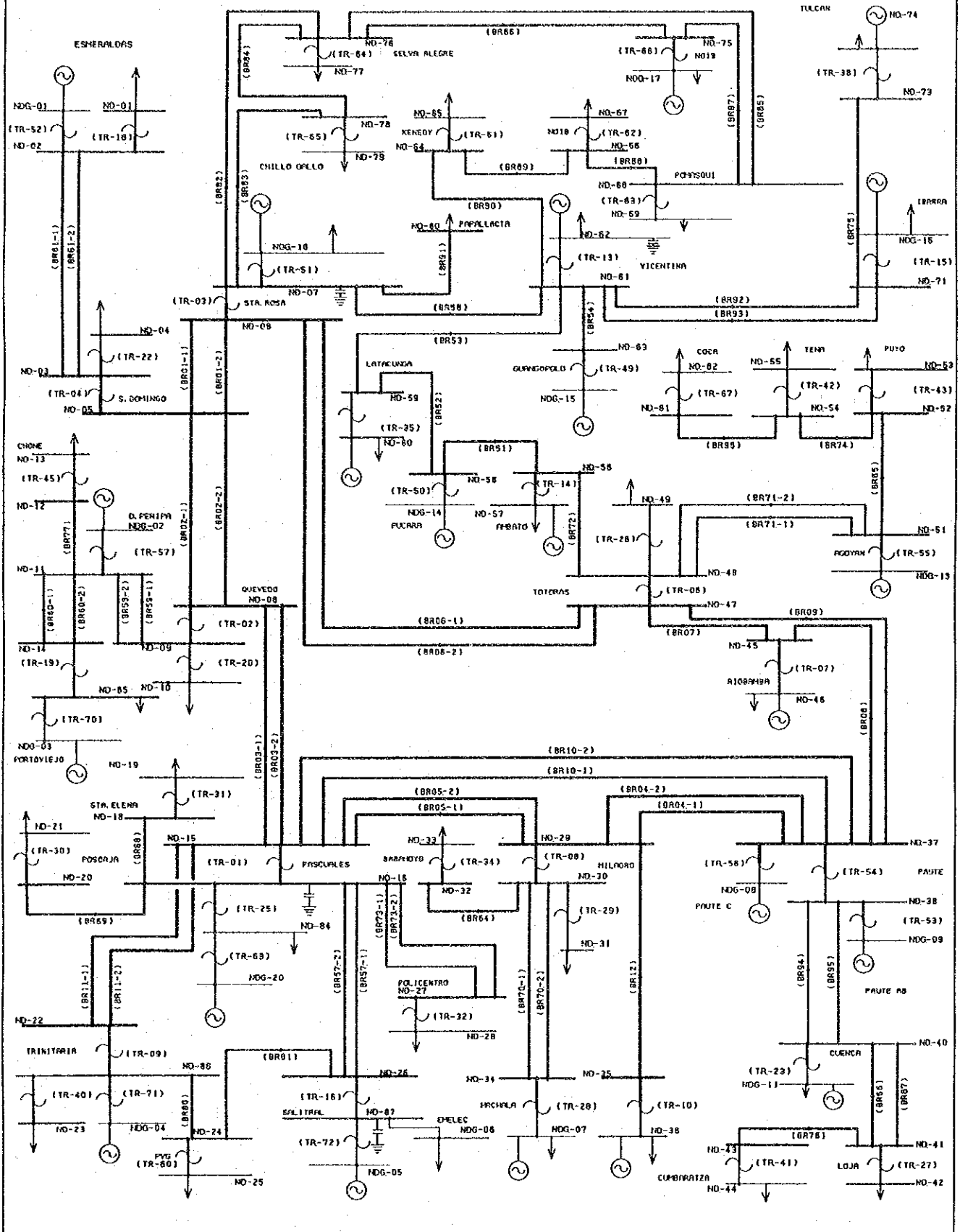


Fig. 5-2 SNI Power System Configuration in 1998

ECUADOR 2003

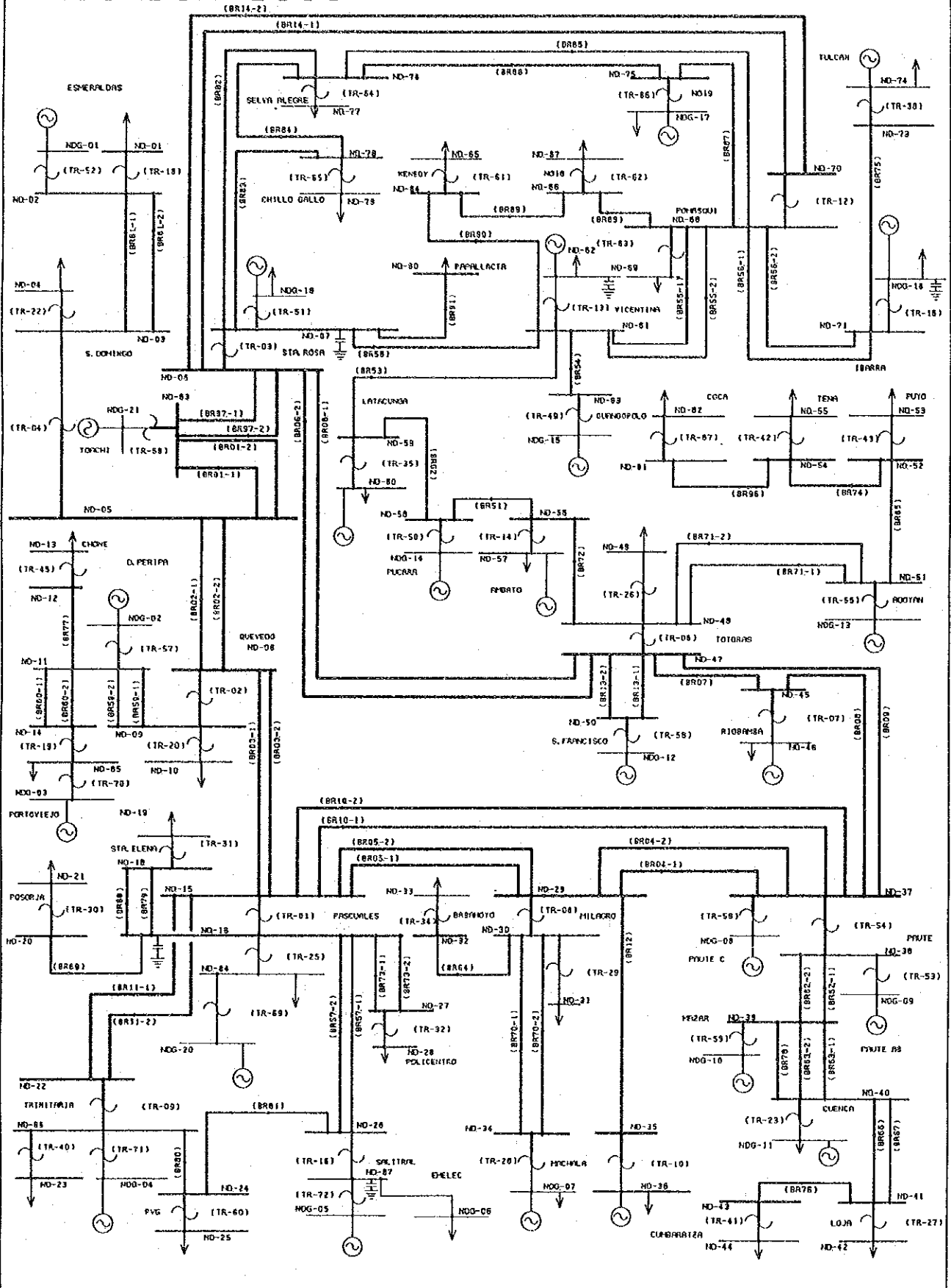


Fig. 5-3 SNI Power System Configuration in 2003

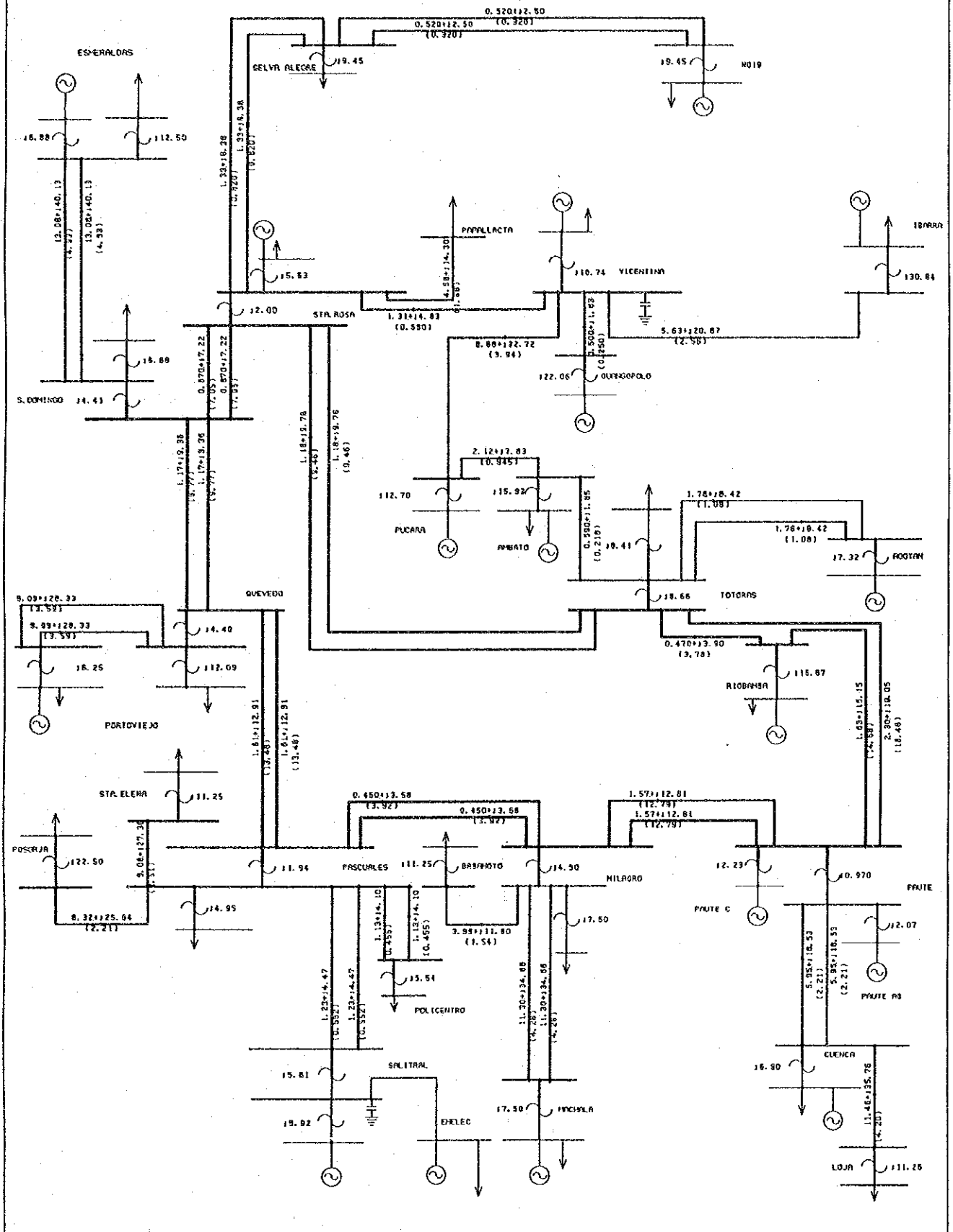


Fig. 5-4 Impedance Map In 1993

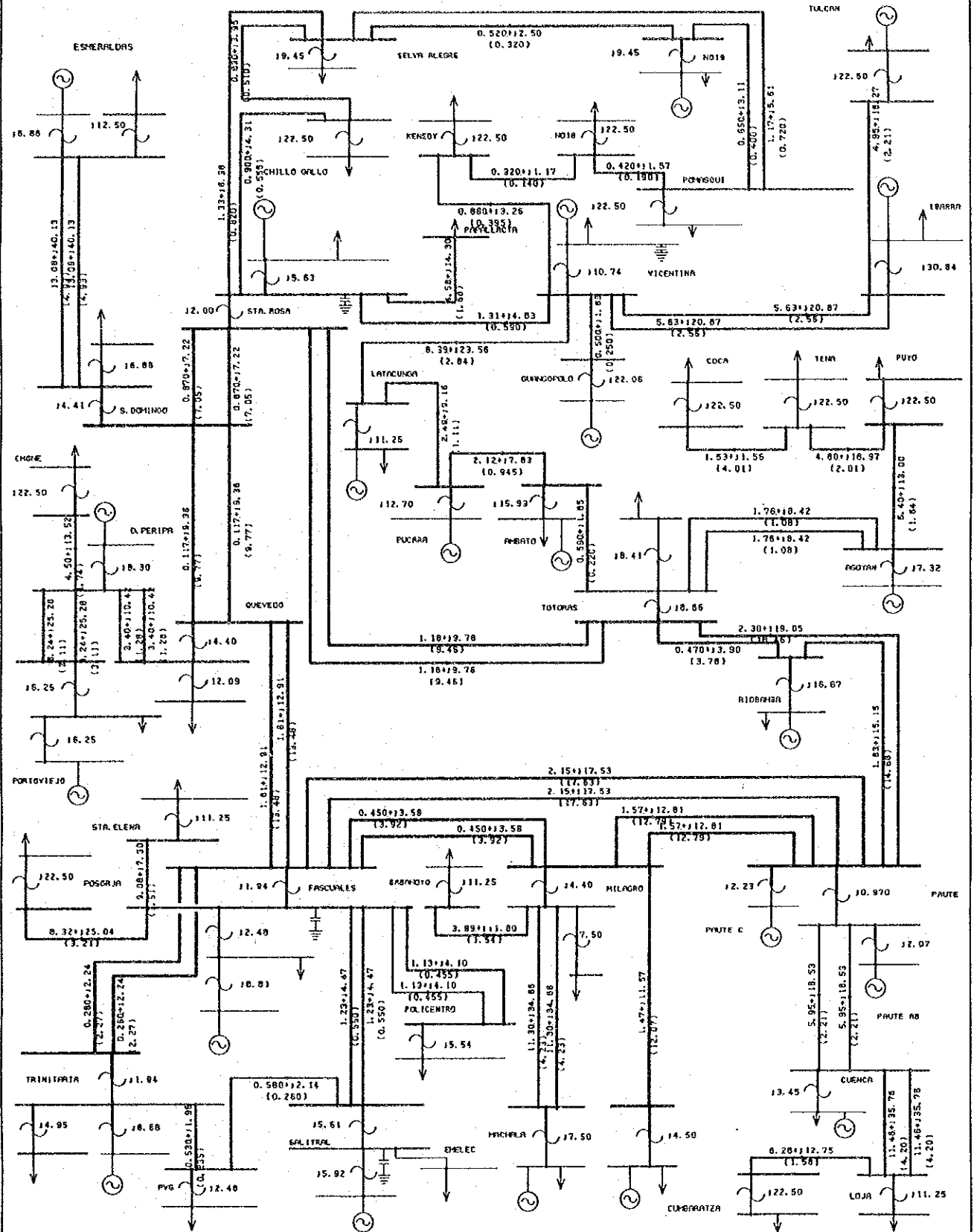


Fig. 5-5 Impedance Map In 1998

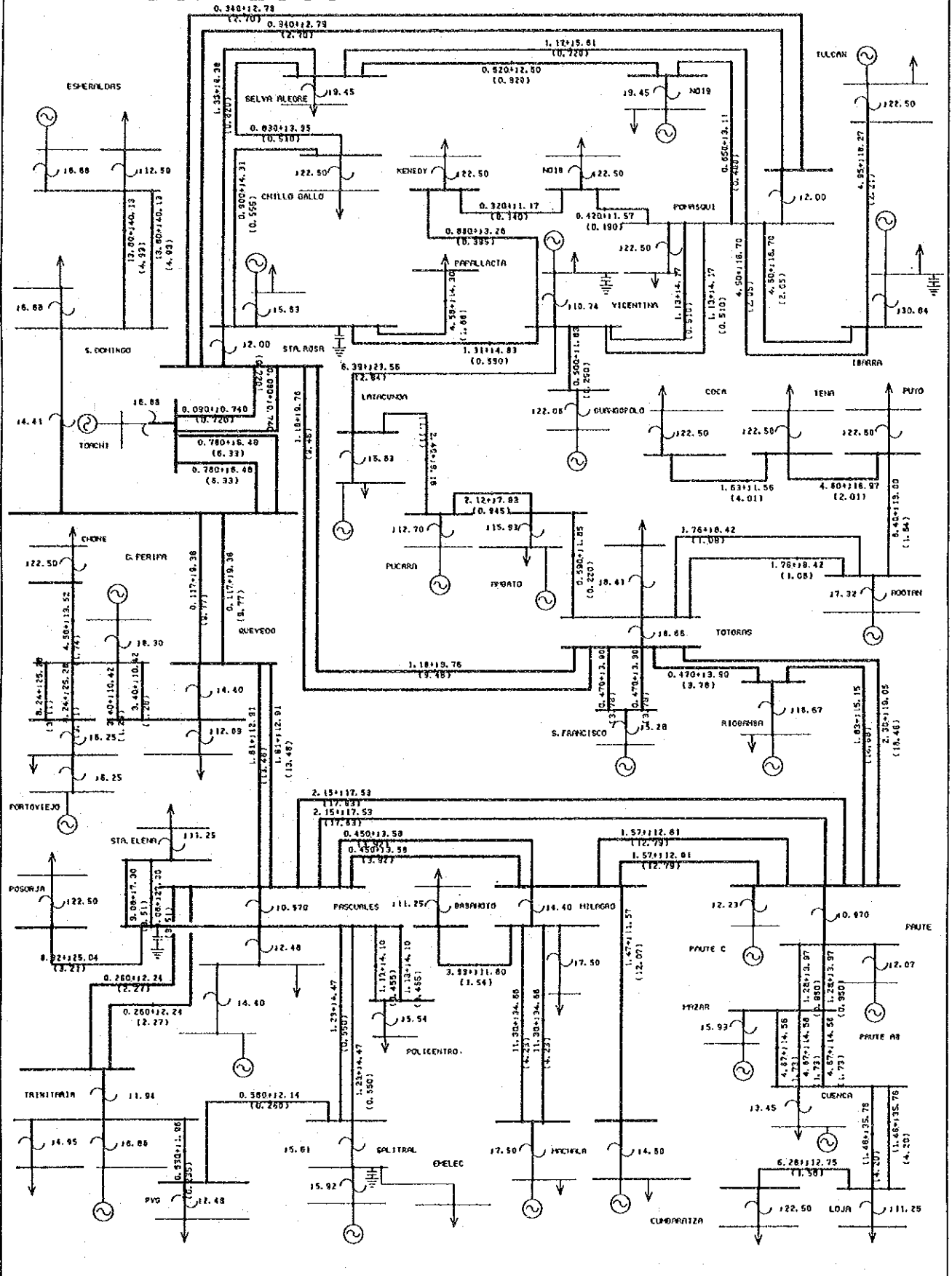


Fig. 5-6 Impedance Map in 2003

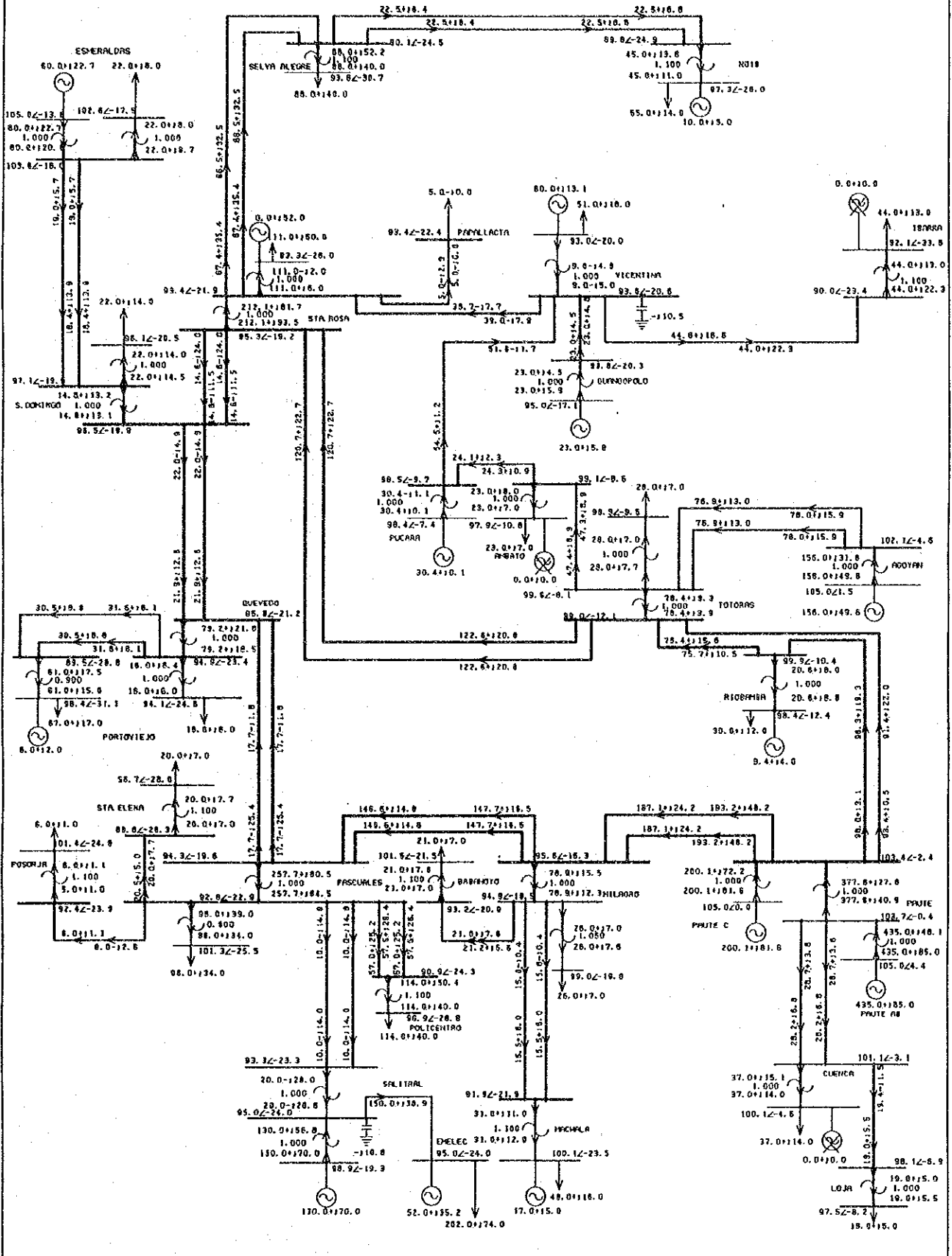
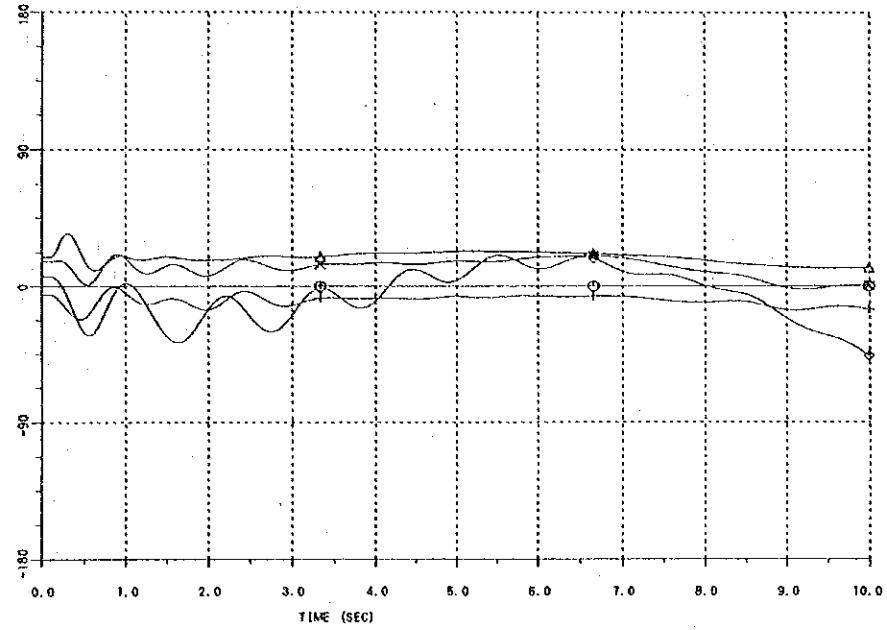


Fig. 5-7 Power Flow 1993



ECUADOR 1993 BR04-1 (PAUTE-MILAGRO) 3LG-0

	Code	Term	Comment	Max	Min	Initial	Final
1	NDG-08	ANG	PAUTE-C	0.00	0.00	0.00	0.00
2	NDG-09	ANG	PAUTE-AB	34.78	10.51	19.44	12.30
3	NDG-14	ANG	PISAYAMB	-0.48	-22.18	-5.58	-15.32
4	NDG-13	ANG	AGOVAN	21.27	-2.03	16.81	0.41
5	NDG-05	ANG	SALITRAL	20.70	-46.43	6.67	-46.43



ECUADOR 1993 BR04-1 (PAUTE-MILAGRO) 3LG-0

	Code	Term	Comment	Max	Min	Initial	Final
1	NDG-05	ANG	PAUTE-C	0.00	0.00	0.00	0.00
2	NDG-18	ANG	STA. ROSA	-5.06	-81.01	-36.22	-76.67
3	NDG-07	ANG	AVACHALA	-0.82	-47.28	-12.37	-47.28
4	NDG-01	ANG	ESMERALDO	30.09	-56.94	-5.57	-50.39

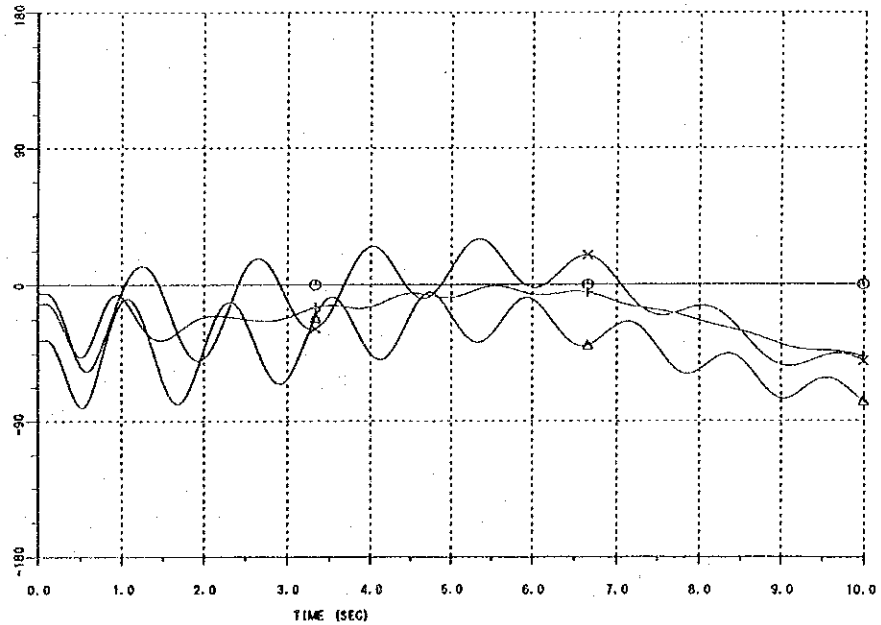


Fig. 5-8 Power System Stability Analysis at 1 CCT Line Fault (under power flow condition of Fig. 5-7)

ECUADOR 1993

P+JQ [% at 100 MVA Base] VZθ [%∠deg]
 (After Fault) TOTAL PLOSS 59.28 QLOSS 282.74

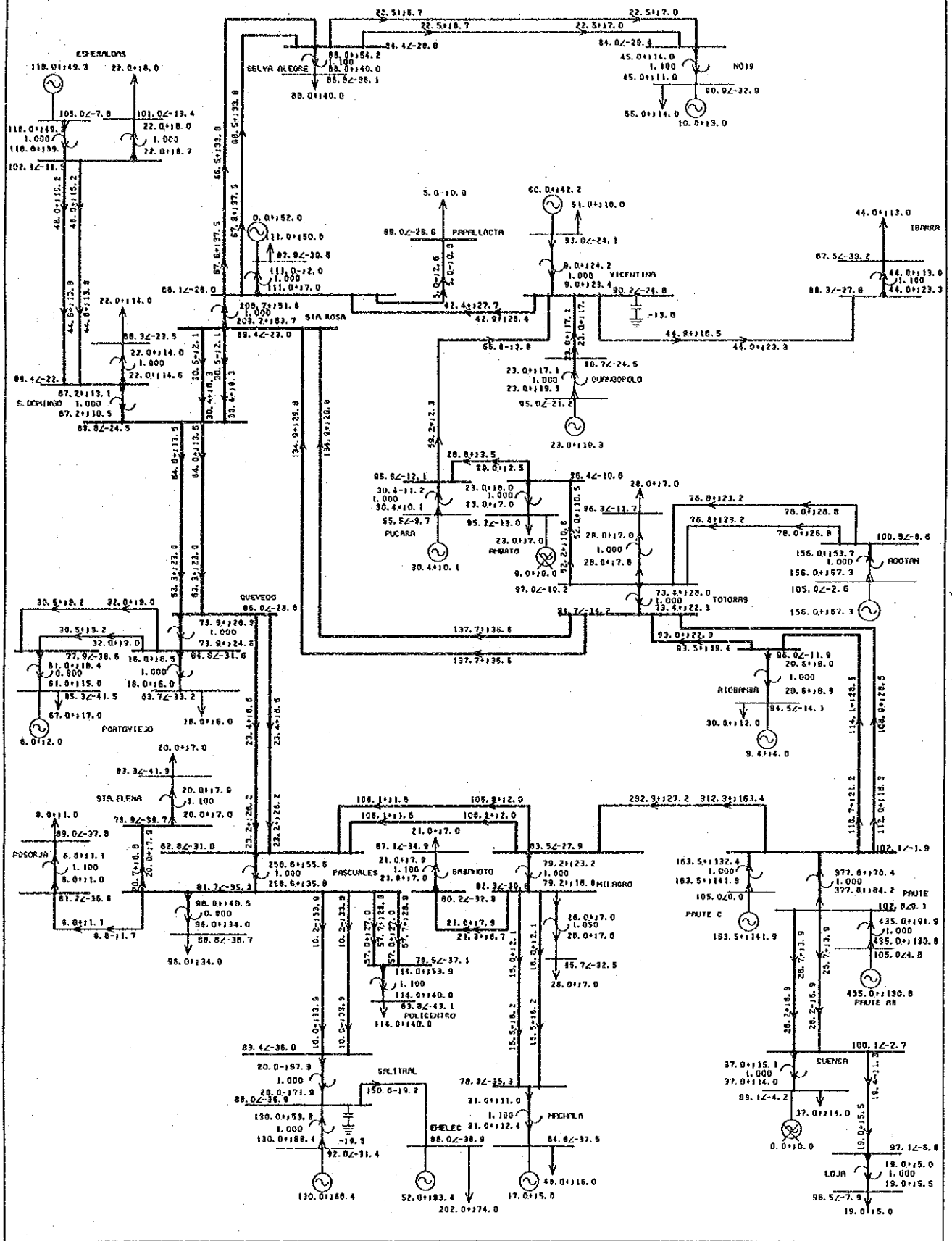


Fig. 5-9 Power Flow after Clearing of 1 CCT (corresponding to Fig. 5-7)

ECUADOR 1998-06 P+JQ [% at 100 MVA Base] VZB [%/deg] TOTAL PLOSS 56.54 QLOSS 99.26

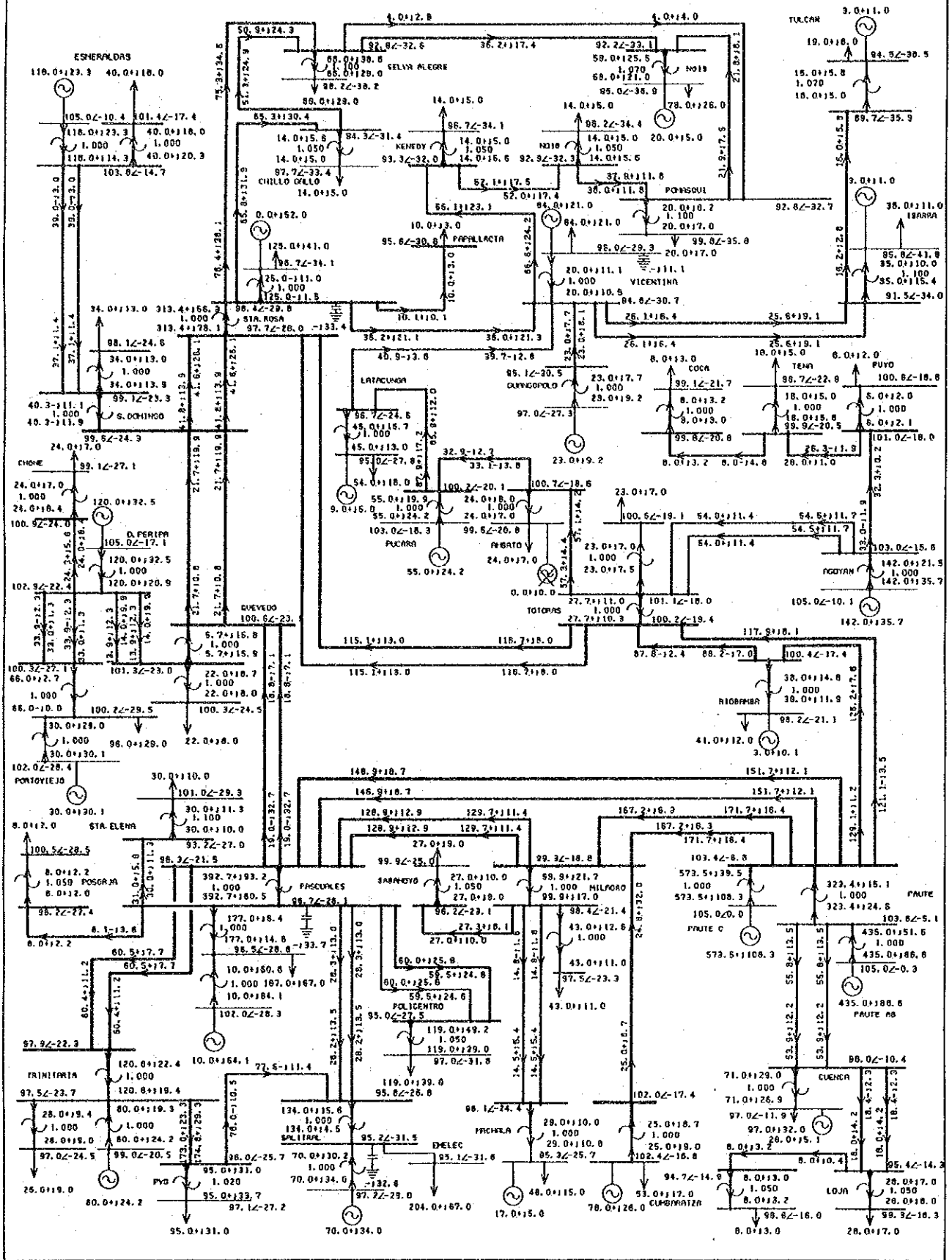


Fig. 5-10 Power Flow in June, 1998

ECUADOR 1998-12 P+jQ [% at 100 MVA Base] V∠θ [%∠deg]
 TOTAL PLOSS 52.53 QLOSS 66.62

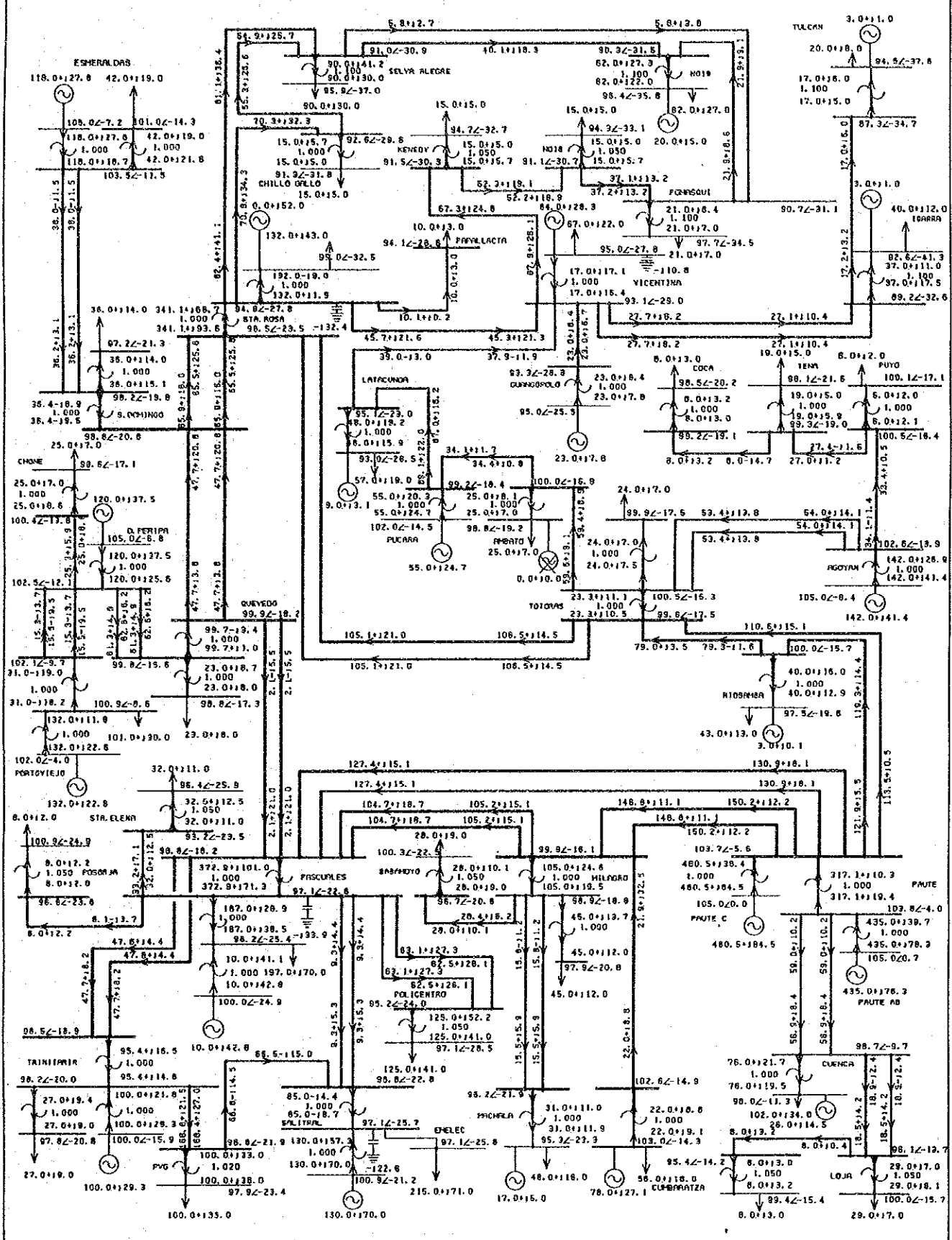
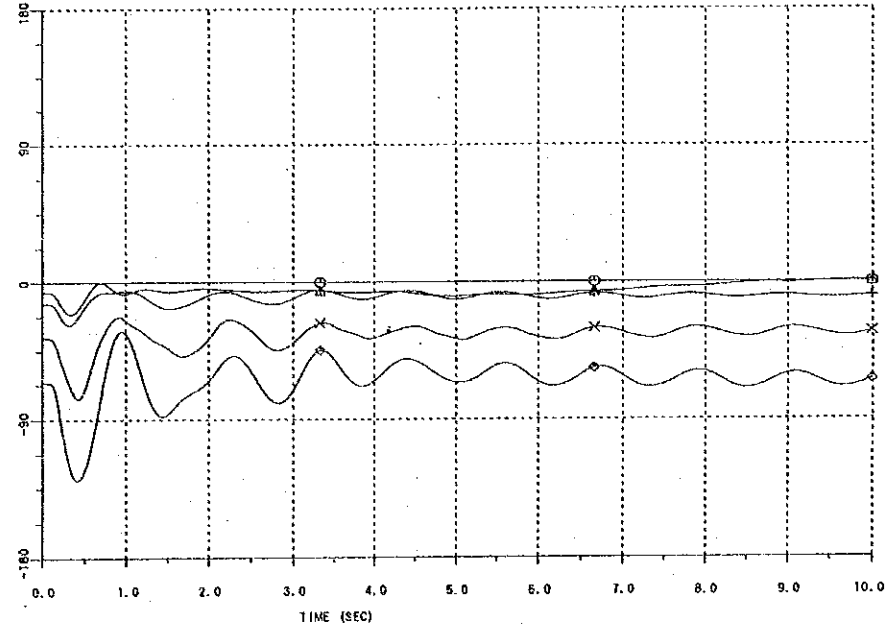


Fig. 5-11 Power Flow in December, 1998



	Code	Term	Comment	Max	Min	Initial	Final
1	NDG-08	ANG	PAUTE-C	0.00	0.00	0.00	0.00
2	NDG-09	ANG	PAUTE-AB	0.68	-20.75	-6.34	0.42
3	NDG-11	ANG	CUENCA	-5.33	-27.73	-13.78	-9.38
4	ND-60	ANG	LATCURGA	-22.68	-76.49	-36.45	-32.84
5	NDG-16	ANG	IBARRA	-32.02	-129.76	-65.92	-64.74



	Code	Term	Comment	Max	Min	Initial	Final
1	NDG-08	ANG	PAUTE-C	0.00	0.00	0.00	0.00
2	NDG-05	ANG	SALITRAL	3.85	-119.67	-40.37	-31.38
3	ND-46	ANG	RIOBAMBA	-29.77	-80.30	-42.07	-38.71
4	NDG-01	ANG	ESMERALD	44.07	-85.35	-7.92	-6.40
5	NDG-15	ANG	GUANGOPL	-24.98	-70.75	-40.37	-37.69

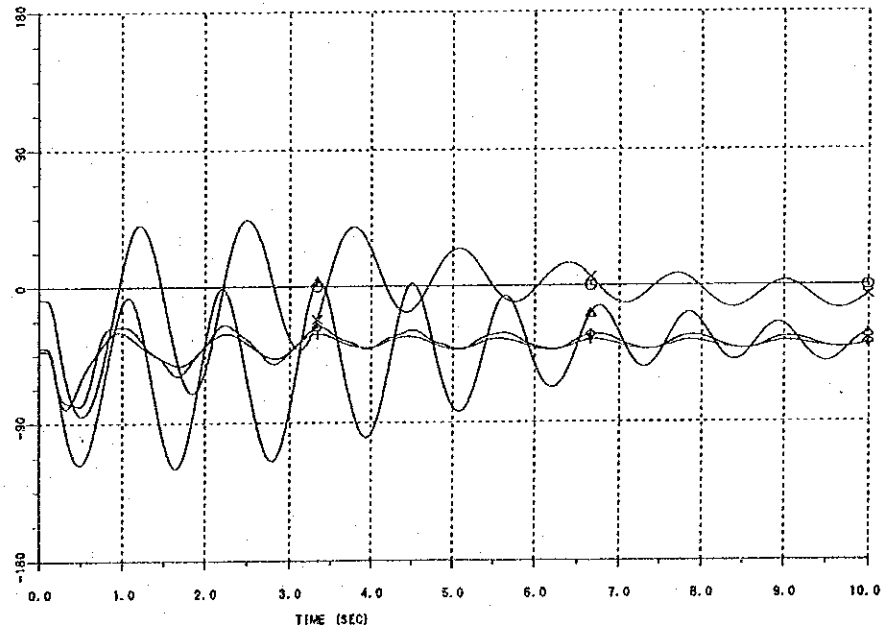
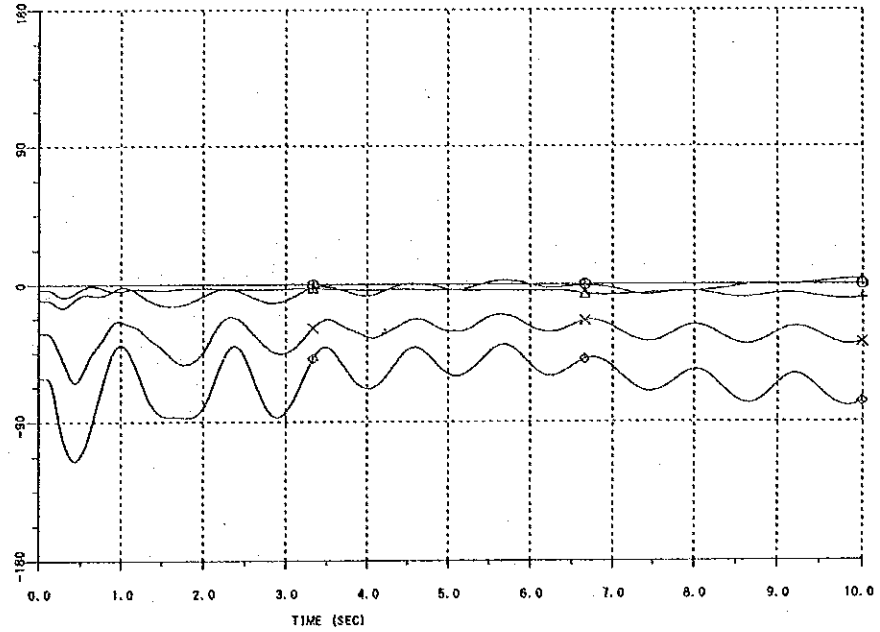


Fig. 5-12 Power System Stability after 1 CCT Line Fault (under power flow condition of Fig. 5-10)



ECUADOR 1998-06 2CCT (PAUTE-MILAGRO) 3LG-0

	Code	Term	Comment	Max	Min	Initial	Final
1	NDG-08	ANG	PAUTE-C	0.00	0.00	0.00	0.00
2	NDG-09	ANG	PAUTE-AB	3.19	-8.10	-3.41	2.93
3	NDG-11	ANG	CUENCA	2.63	-15.22	-10.45	-9.07
4	ND-60	ANG	LATCUNGA	-19.94	-64.49	-31.91	-38.18
5	NDG-16	ANG	ISARRA	-39.53	-115.09	-61.66	-77.00



ECUADOR 1998-06 2CCT (PAUTE-MILAGRO) 3LG-0

	Code	Term	Comment	Max	Min	Initial	Final
1	NDG-08	ANG	PAUTE-C	0.00	0.00	0.00	0.00
2	NDG-05	ANG	SALITRAL	11.99	-136.17	-36.64	-72.61
3	ND-46	ANG	RIOBAMBA	-24.54	-66.14	-38.56	-43.53
4	NDG-01	ANG	ESMERALD	56.12	-85.04	-3.30	-40.80
5	NDG-15	ANG	GUANOPL	-20.14	-70.08	-36.06	-45.58

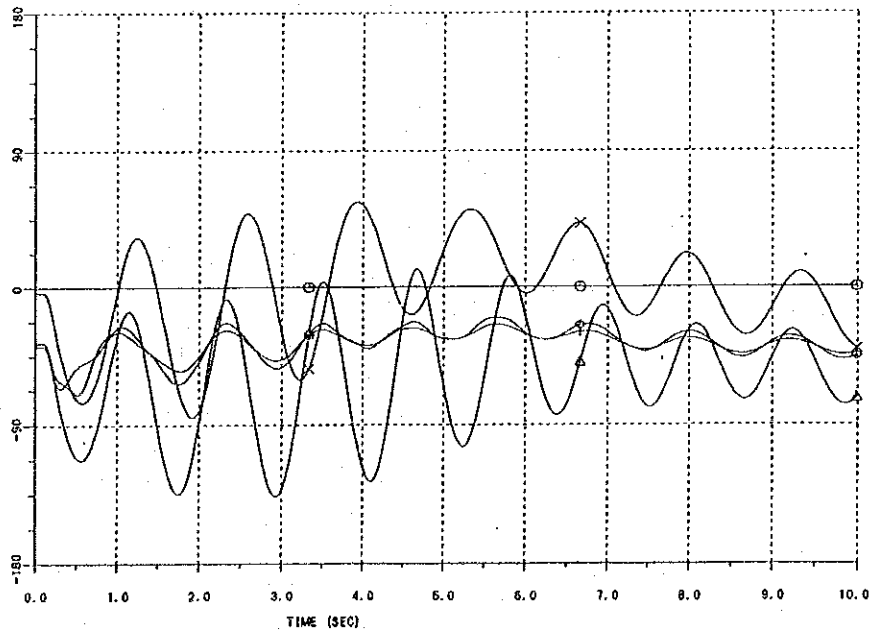


Fig. 5-13 Power System Stability under 2 CCT Line Fault (under power flow condition of Fig. 5-14)

ECUADOR 1998-06

P+JQ [% at 100 MVA Base] V∠θ [%∠deg]
 TOTAL PLOSS 51.74 QLOSS 50.38

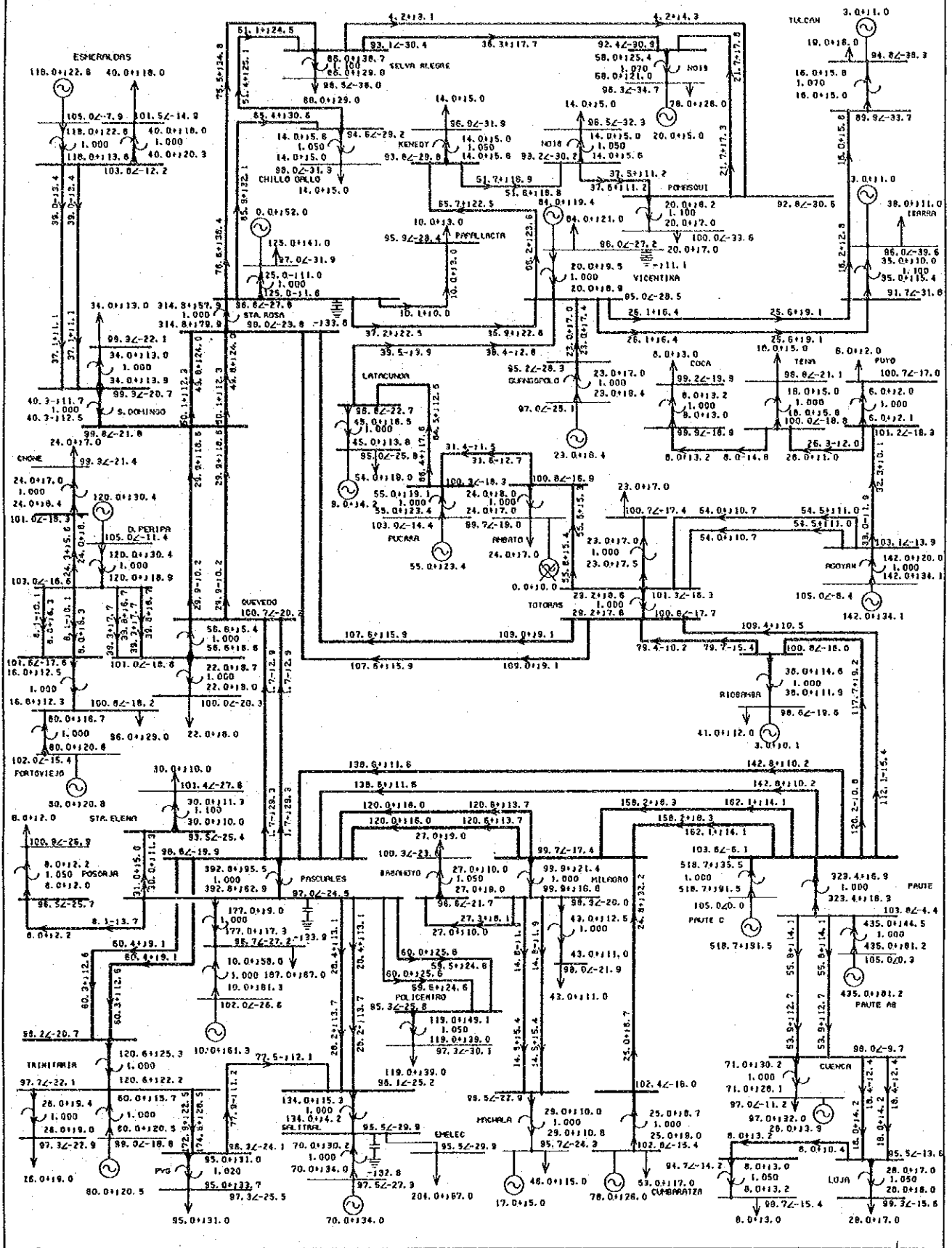


Fig. 5-14 Power Flow in June, 1998 (Case of small output at Paute)