

エクアドル共和国
長期電力開発計画
調査報告書

昭和50年10月

国際協力事業団

エクアドル共和国
長期電力開発計画
調査報告書

JICA LIBRARY



1028664[9]

昭和50年10月

国際協力事業団

国際協力事業団	
参入 月日 '84. 3. 30	706
登録No. 02286	64.3
	MP.

はしがき

日本政府は、エクアドル共和国政府の要請に基づき、同国の長期電力開発計画についての調査を行なうこととし、その実施を国際協力事業団に委託した。同国における長期電力開発計画の重要性、および電気事業の経済的、社会的重要性に鑑み、国際協力事業団は、電源開発株式会社の吉沢広吉氏を団長とする6名の調査団を編成し、1975年1月20日より同年3月20日まで60日間にわたり現地調査を実施した。

本報告書はエクアドル電力公社(INECEL)が作成した1972年版長期電力開発計画、および同計画の1974年改定版をもとに1975年から1984年までの10ヶ年を対象とする長期電力開発計画についてこれを総合的に検討し、その最適案を策定したものである。

本報告書がエクアドル共和国において有効に活用されるとともに、わが国との経済交流および友好親善の一助となりうれば、まことに喜ばしいことである。

最後に、調査にあたって協力を惜しまれなかったエクアドル共和国政府関係者および在エクアドル日本大使館関係各位ならびに調査団派遣について御支援いただいた外務省、通産省に対し衷心より感謝の意を表するものである。

1975年10月

国際協力事業団
総裁 法眼普作

国際協力事業団

総裁 法眼普作 殿

伝 達 状

ここに提出するものは、エクアドル共和国の長期電力開発計画（1975 - 1984年）に関する報告書であります。この報告書は、エクアドル電力公社（INEOEL）が作成した既往の計画を見直すと共に、最近の現地事情を詳細に検討した上、作成したものであります。

調査団は、本計画策定のため、1975年1月20日から3月20日まで60日間にわたり、エクアドル共和国に滞在し、現地調査を実施いたしました。帰国後、調査団は現地において収集した資料や現地調査の結果に基づき、詳細に解析、検討し、その成果を報告書にとりまとめて、ここに提出するものであります。

エクアドル共和国は、1972年以降の石油の本格的生産にともない経済活動が活発化し、目ざましい成長をとげつつあり、今後もさらに発展するものと、期待されています。この経済発展を強力に支援するためにも、電力事業の拡充強化、特に大規模水力の開発、全国連系送電網の形成、地方電化の促進を計り、低コストの電力を、安定して広く全国の需要地に供給することは、エクアドル共和国にとって必要かくべからざるものと考えられます。この報告書にもとづいて、長期電力開発計画が遂行されることを希望してやみません。

最後に、本調査実施に当り、御協力を載いたエクアドル電力公社（INEOEL）をはじめとするエクアドル共和国の関係機関、在エクアドル日本大使館、日本政府、並びに国際協力事業団の関係諸氏に対して心から感謝の意を表するものであります。

1975年10月

エクアドル長期電力開発計画調査団

団 長 吉 沢 広 吉

Abbreviations of the principal authorities concerned and units used in this report are as follows :

INCECEL :	Instituto Ecuatoriano de Electrificación
CEPE :	Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana
EEQ :	Empresa Eléctrica Quito S. A.
EMBLEC :	Empresa Eléctrica del Ecuador S. A.
kW :	kilowatt = 10^3 watt
MW :	10^3 kilowatt
kWh :	kilowatt hour
MWh :	10^3 kilowatt hour
GWh :	10^6 kilowatt hour
kV :	kilovolt
kVA :	kilovolt-ampere
MVA :	10^3 kilovolt-ampere
Hz :	Hertz (Cycles)
MVar :	10^3 kilovar
kcal/kg :	10^3 calorie per 10^3 gram
m :	meter
m^3 :	Cubic-meter
m^3/s :	Cubic-meter per second
km :	kilometer
km^2 :	square kilometer
S/.	Sucres
mills/kWh :	10^{-3} US \$ per kWh
1 barrel = 42 gallon = 159	
1 US \$ = 300 Yen = 25 Sucres	
1 Sucre = 12 Yen	

目 次

第1章 結 論	1
1・1 調査の目的	1
1・2 経 緯	1
1・3 調査の内容	1
1・4 報告書作成の前提条件	1
1・5 調査団の構成	2
第2章 結論と勧告	3
2・1 結 論	3
2・2 勧 告	11
第3章 エクアドルの一般事情	13
3・1 社会的、経済的環境	13
3・2 電力事情	25
第4章 電力需要想定	31
4・1 電力需要想定の考え方	31
4・2 電力需要の実績	31
4・3 需要想定 of 諸元	33
4・4 想定結果	39
第5章 長期電力開発計画を構成するプロジェクト	41
5・1 全国連系系統に対する発電プロジェクト	41
5・2 全国連系送変電計画	44
5・3 地方電化計画	50
第6章 需給バランス	60
6・1 需給バランスの考え方	60
6・2 既設発電設備の供給力	62
6・3 kW および kWh バランス	63

第7章 長期電力開発計画の評価	74
7・1 Paute 水力, および全国連系送変電計画の評価	74
7・2 1985年以降の発電プロジェクト	79
7・3 全国連系々統と地域系統との連系時期	87
7・4 全国連系送変電計画の系統解析	94
第8章 投資計画	114
8・1 所要投資額	114
8・2 収支バランス	116

第 1 章 緒 論

1.1	調査の目的	1
1.2	経 緯	1
1.3	調査の内容	1
1.4	報告書作成の前提条件	1
1.5	調査団の構成	2

第 1 章 緒 論

1・1 調査の目的

この調査はエクアドル共和国政府の要請にもとづき、エクアドル電力公社（INECEL）が作成した 1972 年版長期電力開発計画、および 1974 年改訂版を現状に合わせて見直すと共に、1975 年から 1984 年までの 10 年間にわたるエクアドル全体の電力開発の骨格を形成する送変電設備拡充計画の最適案を技術的、経済的な観点より策定するものである。

1・2 経 緯

エクアドル政府は、社会、経済発展の基盤として電力開発に重点をおき、大規模電源の開発、全国連系送電線の建設、地方電化の促進など従来の長期計画にもとづき、開発を進めている。しかし、その実施に当って、多少の遅れが生じたことおよび電力需要想定を見直す必要が生じたことなどの為、既存の長期計画を現状に合わせて見直すべく、エクアドル政府は日本政府に対し、この検討に関する技術協力を要請した。

日本政府はこの要請にもとづき、エクアドル側関係当局と、この技術協力の具体的進め方について打合せを行ってきたが、合意に達したので、1975 年 1 月 20 日より、同年 3 月 20 日に至る 60 日間の日程で、6 名の専門家からなる調査団を派遣して、現地調査を実施した。

1・3 調査の内容

調査団が実施した調査内容は次のとおりである。

- (i) エクアドル全地域を対象とし、発電プロジェクトおよび全国連系送変電計画の主要な地点の調査、現在工事実施中プロジェクトの工事状況の調査、既存長期計画の進捗状況。
- (ii) 現時点での資料をもとにした長期電力需要想定
- (iii) 現時点で予想される需要に対処できるよう、発電、送電、変電の部門にわたる計画の見直し、および既存長期計画を修正した最適計画の検討
- (iv) 1980 年代後半を対象とする水力発電プロジェクトについての予備的検討。

1・4 報告書作成の前提条件

本報告書は、以下に述べる前提条件に基づいて作成するものとした。

- (i) 発電プロジェクトについては、INECEL が 1972 年に作成し、1974 年に改訂した長期電力開発計画にもとづき、計画の一部がすでに工事中、あるいは入札中であるので、こ

れらについては、原計画を尊重する立前をとることとした。ただし、これら発電プロジェクトの完成時期については今回検討する、需要想定結果に基づいて再検討を加えるものとした。

(ii) 全国連系送電計画についても、一部はすでに工事中あるいは入札中であり、これらについても、原計画を尊重することとした。各地域系統については、連系する時期について検討するものとし、この場合連系時期の決定は、地域系統において全国連系系統と連系する方が経済的に有利になる時点をもってその連系時期とするものとした。

(iii) 今回の電力需要想定による需要にもとづき、全国連系系統の系統解析をおこない、原計画を検討するものとした。

(iv) 電力の需給バランスについては、各地域系統が単独系統を構成している間は、単独系統で、全国連系系統と連系された場合は、連系系統内での需給バランスを検討するものとした。

1.5 調査の構成

調査団は次の6人のメンバーで構成された。

団 長	吉 沢 広 吉	電源開発(株)	海外技術協力部	総 括
団 員	平 岡 俊 一	〃	営 業 部	需給, 系統計画
〃	久 保 直 也	〃	設 計 室	計画一般
〃	佐 藤 忠 雄	〃	工 務 部	送, 変電計画
〃	清 田 稔 彦	〃	海外技術協力部	水力計画
〃	井 上 浩 吉	国際協力事業団		経済一般

第 2 章 結論と勧告

2・1	結 論	3
2・1・1	電力事情の現況	3
2・1・2	電力需要想定	3
2・1・3	需給バランス	3
2・1・4	長期電力開発計画を構成するプロジェクト	6
2・1・5	所要資金	9
2・1・6	プロジェクトの収支バランス	9
2・1・7	長期電力開発計画の評価	10
2・1・8	系統解析	10
2・1・9	1985年以降のプロジェクト	10
2・2	勧 告	11

第 2 章 結論と勧告

2・1 結 論

今回の調査にもとづき得られた結論は次のとおりである。

2・1・1 電力事情の現況

エクアドルの電力は、各地域に散在する電力会社、電化協同組合、および町、村営の発電所により供給されており、その大部分の設備は、二大電力会社である EEQ (Quito 電力会社) と EMELEC (Guayaquil 電力会社) により所有されている。

エクアドルの発電設備、発生電力量などの現況を示すと、次の通りである。

発電設備

水 力	133.7 (6.5) MW	
火 力	318.6 (69.7) MW	
合 計	452.3 (76.2) MW	() は自家用を示す。

年間発生電力量 (推定) 1,420 GWh

人口一人当たり、電力設備 69.6 W

人口一人当たり年間消費電力量 218.5 kWh

電力消費人口 (推定) 210 万人

電化普及率 (推定) 33 %

送、変、配電損失率 (推定) 16.5 %

送電線延長 (13.8KV 以上) (推定) 1,850 km

2・1・2 電力需要想

電力需要想定は、INEOEL の data、過去の需要実績、その他の関連資料を参考に検討し、1984 年までの想定値を積上げ方式により求めた。その結果は、Table 2-1 に示すとおりである。

この結果からみると最大電力は、1974 年には、299.76MW であったが、今後平均 13 % の伸びを示すものと想定され、10 年後の 1984 年には 1,018.70MW に達する。

一方、需要電力量については、1974 年 1,247.64 GWh であったが、年平均 13.3 % の伸び率を示すものと想定され、1984 年には 4,366.36 GWh となる。

2・1・3 需給バランス

(1) 各地域系統単独の需給バランス

全国 9 地域系統について自己系統内にもつ既設、工事中、および計画中の発電設備の可能供給力と電力需要とのバランスを検討した結果、全国連系系統と連系する以前に供給力

Table 2-1 Load Forecast for Entire Ecuador at Generating End

Year	Max. Demand (MW) *	Energy (GWH)	Increase (%)	
			MW	GWH
1974	299.76	1,247.64	--	--
1975	342.78	1,435.07	14.4	15.0
1976	395.10	1,659.02	15.3	15.6
1977	466.07	1,995.67	18.0	20.3
1978	537.10	2,314.25	15.2	16.0
1979	604.95	2,597.25	12.6	12.2
1980	682.91	2,933.87	12.9	13.0
1981	754.63	3,237.73	10.5	10.4
1982	834.44	3,576.95	10.6	10.5
1983	922.11	3,950.41	10.5	10.4
1984	1,018.70	4,366.36	10.5	10.5
10 years average			13.0	13.3

* Figures from 1974 to 1980 indicate total demand summed up by each regional system in consideration of incompleteness of the National Interconnected System.

不足が発生する地域系統およびその不足量は、Table 2-2 に示すとおりである。

Table 2-2 Deficit of Power in Independent Power System (MW)

System	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981
Centro-Norte	3.40	6.95					
Latacunga	1.49	2.17					
Ambato	0.64	1.73					
Riobamba	1.17	2.86					
Puyo	0.10	0.19					
Sur					2.21	4.39	
Guayas-Los Rios		3.94	15.04	0.64			
Guayaquil, Duran			3.27				
Milagro		3.94	11.77				
Santa Elena				0.64			

Table 2-2 にみられる 3 地域系統の電力不足を補なうために、まず第一に、現在地域系統に設置されているディーゼル発電設備の転用を考慮することとし、転用で補なえないものについては、新規発電設備を投入することとした。

i) Centro-Norte 系統については

- Latacunga 地区に対し 2.18 MW ディーゼル発電機 1 台の転用
- Ambato 地区に対し 2.18 MW ディーゼル発電機 1 台の転用
- Riobamba 地区に対し 0.3 MW ディーゼル発電機 2 台の転用
- Puyo 地区に対し 0.3 MW ディーゼル発電機 1 台の転用

を可及的速やかに行なう必要がある。ただし 2.18MW の転用は現在 Quito 電力会社 (EEQ) 所有の 2.18MW ディーゼル発電機 5 台のうちから転用することとした。

ii) Sur 系統に対しては 5.0MW ディーゼル発電機 1 台を 1978 年末迄に新規投入の必要がある。

iii) Guayas-Los Rios 系統のうち、Guayaquil, Duran 地区および Milagro 地区に対しては、21.5 MW ガスタービン 1 台を 1976 年末までに新規投入する必要がある。また Santa Elena 地区に対しても、1976 年末までに 2.18MW ディーゼル発電機 1 台を投入する必要がある。i) 項で述べた EEQ 所有の 2.18MW を転用することとした。

(2) 全国連系系統の需給バランス

全国連系送変電計画により、各地域系統は1977年以降順次連系されてゆくが、需要増に対処するために、新規電源の開発が必要である。この新規電源については、2・1・4に述べる。

2・1・4 長期電力開発計画を構成するプロジェクト

(1) 各プロジェクトの諸元および、運開時期はTable 2-3に示すとおりであり、電力需要の増大に合わせて、合計745.2 MWを開発する必要がある。

Table 2-3 Power Projects to be Developed in Interconnected National System up to 1983

Projects	Revised plan by the Mission		INBCBL's plan in 1974	
	Capacity (MW)	Date of commissioning	Capacity (MW)	Date of commissioning
Hydro				
Pisayambo	* 69.2	Dec, 1977	69.2	Aug, 1976
Pauté in 1st stage				
No. 1, 2 units	* 200	Jan, 1981	200	Jan, 1979
No. 3 unit	100	Aug, 1982		Jan, 1981
No. 4 unit	100	Aug, 1983		
No. 5 unit	100	Aug, 1984		
Thermal				
North thermal	* 30	Mar, 1977	30	Aug, 1975
Guayaquil (1st stage)	* 73	Apr, 1978	50	Jan, 1977
Guayaquil (2nd stage)	73	Apr, 1979	50	Jan, 1978
Total	745.2		599.2	

Note : * Under construction or bidding.

1974年改訂の INECEL案と今回の修正案との相違点は次のとおりである。

1974年改訂の INECEL案においては、計画対象期間を1974～1983年としている為、1984年投入予定の Paute水力I期5号機が含まれていない。今回の修正案では対象期間を1975～1984年迄としたのでこれを計上した。また、Guayaquil 火力I II期の設備容量を INECEL 案の50MW×2Unitsから、現在入札中の容量73MW×2Unitsに修正した。

各プロジェクトの運開時点についても、現在の工事進捗状況、および電力需要の想定結果をもとに見直しを行なった。

(2) 全国連系送変電計画

全国連系送電線は Table 2-3 で示した Pisayambo 水力、Paute 水力、Guayaquil 火力など大規模電源の電力を全国9つの地域系統に送電するための設備であり、230kv 送電線685kmおよび138kv 送電線1,015kmの建設とそれに付帯する変電設備が必要である。

この諸元および必要完成時期は Table 2-4 に示すとおりである。

Table 2-4 Interconnecting Transmission Line

Systems	Volt (kV) x circuits	Length (km)	Date of commissioning
Quito-Pascuales	230 x 2	330	June, 1978
Pascuales-Paute	230 x 2	200	Dec, 1979
Milagro-Paute	230 x 1	155	June, 1983
Norte	138 x 1	90	Dec, 1976
Centro-Norte	138 x 1	144	Dec, 1976
Centro-Sur	138 x 1	40	Dec, 1979
Sur	138 x 1	150	Dec, 1980
Esmeraldas	138 x 1	170	Dec, 1980
Manabi	138 x 1	120	Dec, 1978
El Oro	138 x 1	125	Dec, 1980
Pascuales-Guayaquil	138 x 2	16	Dec, 1976
Pascuales-Sa Elena	138 x 1	120	Dec, 1978
Milagro-Babahoyo	138 x 1	40	Dec, 1979

(3) 地方電化計画

この計画は地域系統内において、電力会社あるいは電化協同組合が、この10年間に拡充しなければならない発電、変電、送電設備および配電設備の開発計画である。

今回需給バランスの検討結果からみると、全国連系系統と連系する前に、地域系統において開発しなければならない発電設備は、合計208.12MWである。このうち、181.62MWの開発はすでに工事中あるいは工事準備中で、残る26.5MWを追加し、開発する必要がある。

(4) 前項(1), (2), (3)において述べた発電プロジェクトをこの10年間に開発すると1984年には発電設備が合計1,309.59MWに達する。その内訳はTable 2-5に示すとおりである。

Table 2-5 Installed Capacity of Generating Facilities
in 1984

	Hydro	Thermal	Total
Existing facilities at the end of 1974	133.71	318.59	452.30
Facilities to be retired			
Facilities owned by autonomies	-6.45	-69.65	-76.10
Old facilities	-5.16	-14.77	-19.93
Facilities to be remained(A)	122.10	234.17	356.27
Facilities to be developed			
INECBL	569.20	176.00	745.20
Private companies	15.10	193.02	208.12
Sub total (B)	584.30	369.02	953.32
Total (A + B)	706.40	603.19	1,309.59

2・1・5 所要資金

Paute水力など発電プロジェクト，全国連系送変電計画など，ここに述べる長期電力開発計画に必要な工事資金は Table 2-6 に示すとおりである。

地方電化計画を除いた工事費 US\$ 751,780 × 10⁶ のうち INECCEL が外部から調達しなければならない金額は US\$ 426.30 × 10⁶ であり，すでに決定済の借款額を除けば新たに期待しなければならない資金は，US\$ 305.10 × 10⁶ である。

Table 2-6 Investment Cost for National Interconnected System

Items	F. C. (10 ⁶ US\$)	L. C. (10 ⁶ US\$)	Total (10 ⁶ US\$)
Generating projects	341.15	141.95	483.10
National interconnection facilities	139.23	36.17	175.40
Project to be developed in and after 1985	38.58	54.70	93.28
Sub total	518.96	232.82	751.78
Regional system electrification program	51.52	22.08	73.60
Investigation and others	14.39	42.61	57.00
Total	584.87	297.51	882.38

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

2・1・6 プロジェクトの収支バランス

1976年から1984年迄の10年間に建設される全国連系送変電設備，ならびにこれに新規投入される発電プロジェクトの耐用年数間における電力コストを求めると，138kV系統の末端変電所出口において，30.5mills/kWhとなる。

この電力コストを適用して，本プロジェクトの収支バランスを計算すると，1984年末ま

での累積赤字は、US\$64,390 × 10³ に達する。この 10 年間における赤字額をゼロにするためには、上述の電力コストは 36.1 mills/kWh にしなければならない。

従って、30.5 mills/kWh の売電単価を適用する場合には、赤字巾を小さくする為に一層長期、低利の建設資金の調達が望ましい。

2・1・7 長期電力開発の評価

長期電力開発計画を見直した結果は、長期的な需給バランスの面から、Paute水力および全国連系送変電設備の建設が最も重要なものであると判断できる。経済性においても、これらを実施した場合と、北部地区には Santo Domingo に、南部地区には Guayaquil に、それぞれ独立して重油専焼火力発電所を建設し電力を供給する場合とを比較すると、前者、即ち、Paute水力、および全国連系送変電設備を建設し電力を供給する計画が優れており、向う 25 年間に約 US\$150 × 10⁶ の費用が節約されよう。

2・1・8 系統解析

長期電力開発計画の発電設備および全国連系送変電計画について、Digital Computerにより系統解析を行った結果は次のとおりである。

i) Paute水力発電所の昇圧変圧器は、INEOEL の計画では 2 段昇圧となっているが、Paute 水力発電所の電力は大部分が 230kV 系統に供給されるので 230kV に直接昇圧することが適当である。

また、系統の過渡安定度の面からも直接昇圧が有利である。

ii) Paute - Milagro間の 230kV 送電線は、Paute 発電所の出力が 400MW になる 1983 年には更にもう 1 回線の増設が過渡安定度上必要である。

iii) Pascuales 変電所の容量 450MVA は、1984 年迄の需給バランス並びに系統安定度の面からみて過大であり、INEOEL の原計画の半分の 225 MVA で十分と判断する。

2・1・9 1985 年以降のプロジェクト

1985 年から 1990 年の期間において、Paute水力以降に投入すべき発電プロジェクトについて、そのプライオリティースタディーを行った結果、その電源設備は需要の地域的条件から考えて、全国連系系統の北部に求めるべきであり、それらのプロジェクトと開発順序は次のとおりである。

1. Santo Domingo 火力発電計画 (300MW)
2. Toachi 水力発電計画 (I期 225MW)
3. Quayllabamba No.1 水力発電計画 (I期 210MW)

2・2 勸 告

INEOEL が、1975年から1984年までの10ケ年を対象とする長期電力開発計画を実施するに当たっては、次に述べる事項に十分留意する必要がある。

I) ここに述べられた長期電力開発計画の主要プロジェクトである Pisayambo 水力、

Paute 水力、Guayaquil 火力、I、II期などはTable2-3で述べた運開日までに確実に完成する必要がある。

特に、Paute水力の運開が遅れる場合は、地域系統内に電力不足を生ずる。

II) Guayas-Los Rios系統Milagro 地区における1976年、1977年に生ずる供給力不足に対する対策である追加発電設備は、発注手続、製作ならびに据付工期を考慮して可及的速やかに手配すべきである。

Centro-Norte系統の供給力不足に対しては、発電余力のある系統の転用可能な機器を早急に転用すべきである。

このことは、自国内にある設備の有効活用であり、その為には、INEOELの指導のもとに各電力会社の協力が必要である。

III) 全国連系送電線については、Table2-4に示したとおりに建設し、それぞれの地域系統と連系すべきである。

特に、Paute~Milagro間の230kV1回線の増設は、系統安定度ならびに信頼性の面から、必要不可欠の工事である。この増設がなされない場合には、Paute~Guayaquil間の送電線に事故が発生した時、全停事故に波及するおそれがあり、基幹送電線としての機能が失われ、信頼性および経済性の向上ならびに効率的系統運用を計るという本長期計画の意義がそなわれることになる。

また、Paute水力発電所に設置する昇圧変圧器は230kVへの直接昇圧とし、Pascuales変電所の連系変圧器の容量は、工事資金調達的面から考えて225MVAに縮少を考慮すべきである。

IV) 長期電力開発計画の遂行を最も大きく左右する要因は、工事資金の調達である。特に外部からの借款を期待しなければならない資金については、国内関係各所に対して説明する一方、外部からの資金導入に必要な調査、準備等を開発の時期に合わせて積極的に実施すべきである。

V) INEOELは、1975年から10年間に745.2MWの水火力発電プロジェクトを開発、1,700 km、1,185MVAにおよぶ全国連系送変電設備を建設し、併せて、これら諸設備の運用、保守管理を担当しなければならない。そのためにINEOELは、管理部門を含めて設備の運転、保守要員の確保と共に、今後の人材育成に当たっては、全国連系系統の経済的運用などを充分になし得る人材教育を一層強化すべきである。

VI) 電力需要の想定は、電源設備計画、送変電設備計画全般に対して基礎をなすものであり、その想定の定性的、定量的精度の向上を計るため、次の諸点を考慮してデータの収集、整理を行なうべきである。

- (a) 住宅用電力需要については、家庭用電化製品の機種別普及状況を調査するとともに、これら機器の使用状況を調査すること。
- (b) 商業用電力需要については、商業用特有の電力消費機器の具体的内容を調査把握すること。
- (c) 工業用電力需要については業種別に消費動向と生産量との関連づけが行なえるよう電力原単位の実態調査を行なうとともに、生産設備の効率向上面即ち電力原単位の軽減要因についても調査把握すること。
- (d) 新規産業の立地、規模、生産計画については、政府が立案企画するプロジェクトのなかで、電力需要に関連する部門につき充分調査すると共に、需要家に対しては、直接、アンケート調査を実施するなどして、その動向把握に努めること。特に電力多消費産業部門の開発の可能性、例えば石油化学工業などについては、十分調査検討すること。
- (e) 電力需要に関連する諸経済指標の基礎的データの調査作成に努めること。
- (f) なお、上述のデータの整理、検討に当たっては、電力設備の効率的運用という面から、損失率の軽減、設備利用率の向上など具体的方策についても併せて検討すること。
- (g) INECEL は、1985年以降の発電プロジェクトとして、Santo Domingo 火力 (300 MW)、Toachi 水力 (I期計画 225 MW) および Quáy Habamba No:1 水力 (I期計画 210 MW) の調査を進めるべきである。

また、これら大規模計画の他、工期、工事資金の面から中規模水力 (50 ~ 100 MW のもの) の調査も併せて進めてゆくことを勧告する。

第 3 章 エクアドルの一般事情

3.1 社会的経済的環境	13
3.1.1 地理的条件および人口	13
3.1.2 経済の概要	16
3.1.3 産 業	19
3.1.4 エネルギー資源	20
3.2 電力事情	25
3.2.1 現 況	25
3.2.2 エクアドル電力公社(INECEL)の活動	26

第 3 章 エクアドルの一般事情

3・1 社会的経済的環境

3・1・1 地理的条件および人口

エクアドルは南米大陸の北西部、赤道直下に位置し、北はコロンビア、東および南はペルーに接し、西は大太平洋に面している。

面積は 270,670 km² (日本の約 2/3) である。

エクアドルは地理的特性からみて、3つの地帯に分割できる。

すなわち、Ⅰ) 大太平洋に面した海岸地帯 (COSTA)。Ⅱ) エクアドル中央部を南北に走るアンデス山脈の高原地帯 (SIERRA)。Ⅲ) エクアドル東部のアマゾン流域地帯 (ORIENTE) である。

Ⅰ) COSTA ; 太平洋に面した平野地帯で、熱帯性樹林および草原でおおわれている。そのなかで Guayas 平野は最大であり部分的に湿地帯を形成している。また海岸線に沿った Manta, Salinas 付近は乾燥地帯である。この地域に 309 万人 (全人口の 48.8%) が居住しており、Guayaquil, Manta, Machala, Portoviejo, Esmeraldas などの都市がある。

各都市を結ぶ道路は、十分な巾員を有し、その大部分が舗装されている。

Ⅱ) SIERRA (中央アンデス高原) ; エクアドル中央部を南北に走るアンデス山脈は東西の平行する2つの山脈から形成されておりその間に標高 2,500m ~ 2,800m の盆地状の高原が分布している。この高原地帯は温帯あるいは亜熱帯の居住適地で、Ibarra, Quito, Ambato, Riobamba, Cuenca, Loja などの都市が発達しており、人口は約 320 万人 (全人口の 47.5%) である。

また、このアンデス山脈には 5,000m ~ 6,000m 級の万年雪をいただいた高峰 Mt. Cotopaxi, Mt. Chimborazo などがある。

Ⅲ) ORIENTE (東方アマゾン地帯) ; アンデス山脈の東方に向って広く形成されたすそ野であり、丘陵、平野から成るアマゾン河の源流地帯で、国土の約 1/3 を占めている。

この地帯は全域に亘り熱帯性の大森林でおおわれており、現在まで未開発のままに残されている。しかし、近年石油がこの地帯で発見され、石油開発にともなう道路の建設が進み、この地域の開発が期待されている。住民は、殆んどが原住民であり、人口は 20 万人にすぎない。

エクアドルの人口は、1974年6月に実施された国勢調査の結果によると、総人口は約 650 万人である。また、人口増加率 3.4%、人口密度 24 人/km² (ORIENTE の人口稀薄地帯を除けば 37 人/km²) である。

人口の分布を、県別、主要都市別にみれば、Table 3-1、およびTable 3-2のとおりである。

Table 3-1 Population by Province

Unit : Person

Provinces	Masculine	Feminine	Total
I. SIERRA			
Carchi	59,994	60,269	120,263
Imbabura	107,741	110,072	217,813
Pichincha	484,212	496,841	931,053
Cotopaxi	116,195	119,420	235,615
Tungurahua	135,248	140,866	276,114
Bolivar	72,348	74,074	146,424
Chimborazo	149,471	156,667	306,138
Cañar	71,291	76,172	147,463
Azuay	171,060	194,597	365,657
Loja	172,864	170,289	343,153
II. COSTA			
Esmeraldas	105,803	97,603	203,406
Manabi	409,807	398,808	808,615
Los Rios	203,943	180,170	384,113
Guayas	752,466	760,372	1,512,838
El Oro	136,751	123,467	260,218
III. ORIENTE			
Napo	33,247	26,504	59,751
Pastaza	12,449	10,609	23,058
Morona Santiago	26,677	23,729	50,406
Zamora Chínchipe	18,834	15,811	34,645
IV. Galapagos	2,363	1,695	4,058
Sub total	3,242,764	3,238,037	6,480,801
V. Others	-	-	20,044
Total	3,242,764	3,238,037	6,500,845

Source : Census in 1974

Table 3-2 Population in Principal Cities

Order	Name of cities	Population (Persons)	Region	Province
1	Guayaquil	814,060	COSTA	Guayas
2	Quito	597,130	SIERRA	Pichincha
3	Cuenca	104,670	"	Azuay
4	Ambato	77,050	"	Tungurahua
5	Machala	68,380	COSTA	El Oro
6	Manta	63,520	"	Manabi
7	Esmeraldas	60,130	"	Esmeraldas
8	Portoviejo	59,400	"	Manabi
9	Riobamba	58,030	"	Chimborazo
10	Milagro	53,060	"	Guayas
11	Quevedo	43,130	"	Los Rios
12	Ibarra	41,060	SIERRA	Imbabura
13	Sto. Domingo	30,140	COSTA	Pichincha

Source : Census in 1974

人口分布からみると COSTA に 48.8%, SIERRA 47.5%, ORIENTE 3.0%, その他 0.7% である。100 年前には COSTA の人口は全体の 20% のみであったが、最近 COSTA の人口増加が目立ち、都市分布からみても 3 万人以上の都市 13 のうち 9 都市が COSTA にある。そのなかでも人口増加が目立つ都市は Machala, Manta, Esmeraldas などであり、COSTA における地域開発が進んで来たことを示している。

これに比して SIERRA の都市人口は微増しているにすぎず、経済発展が横ばい状態にある。

都市人口は 268 万人 (全人口の 41%) で近年とくに人口の都市集中化が目立っている。そのなかでも Guayaquil, Quito の 2 大都市の人口は、合計 141 万人で、全人口の 21.7% を占めている。

以下主要都市の概要は次のとおりである。

Quito 人口約 60 万人。エクアドル共和国の首都でインカ時代からの古都。海拔 2,800m に位置し、Mt. Pichincha の山麓にあり風光明媚、政治、商業、文化の中心、近年とくに都市の近代化が目立つ。

- Guayaquil 当国最大の都市で人口 82 万人。Guayas 川に面した河口港として発達し、商業、文化の中心である。近年とくに都市の近代化と工業の発展が目立つ。エクアドルの貿易の大部分はこの港を通じて行なわれている。
- Quenca 当国第 3 の都市で人口約 10 万人。SIERRA 南部の中心でインカ時代からの古い都市である。商業、家内工業、文化の中心で、金細工、パナマ帽、陶器などが有名。
- Ambato 当国第 4 の都市で人口約 8 万人。SIERRA 中部の文化、商業、農業の中心。1949 年、地震で全壊した後、復興したことで有名。
- Machala 人口約 7 万人で COSTA 南部の主要都市のパナナ、ココアなど熱帯性農産物の集産地。パナナの輸出積出港。
- Manta 人口約 6.4 万人で大平洋に面した良港。貿易港、漁港としての将来性を持ち、近年工業化が目立ち、発展性がある。
- Esmeraldas 人口約 6 万人。漁港から出発し、現在は原油積出港として、また、石油化学工業の中心地として変貌しつつある。10 年前迄は人口 1 万人の漁港都市であった。

3・1・2 経済の概要

1960 年代のエクアドルは農業依存度が高く、工業化がおくれた経済規模の小さい国であった。しかしながら、1972 年、石油パイプラインの完成により、石油生産およびその輸出が本格的に開始されるにともない、石油関連産業の発展等、工業化への緒がついた。

国民総生産 (GNP) の推移は Table 3-3 に示すとおりであるが、1972 年名目で約 US\$ 2,500 × 10⁶、1974 年推定で US\$ 2,870 × 10⁶ であり、ラテンアメリカにおける中位の国に発展してきている。また国民一人当たり GNP は 1974 年現在の推定で約 US\$ 430 である。GNP の対前年比の成長率は、1972 年 10.4%、1973 年 12%、1974 年推定 13%、であり、発展途上国のなかでは高い成長率を示している。

国内総生産 (G.D.P) は Table 3-4 に示すとおり、1973 年約 US\$ 2,330 × 10⁶ であり、国民一人当たり US\$ 360 であった。また、部門別構成比 (Table 3-5 に示す。) をみると、1973 年では農業 22%、製造業 17.4%、サービス業 16.5%、商業、ホテル 13%、石油を主体とする鉱業 7.7%、その他 23.4% である。各部門とも毎年順調に伸びてきているが、1972 年以降とくに石油産業部門および建設部門の成長が目立っている。

エクアドルの貿易動向については Table 3-6、Table 3-7 に示すとおりであり、近年順調な増加を示している。

Table 3-3
Gross National Product (G. N. P)

Year	GNP (10 ⁶ US\$)	GNP per capita (US \$)
1960	841	195
1965	1,210	235
1970	1,670	274
1971	1,600	254
1972	1,878	289
1973	2,536	377

Table 3-4
Gross Domestic Product (G. D. P)

Year	GDP (10 ⁶ US\$)	GDP per capita (US \$)
1960	857	-
1965	1,114	216.3
1970	1,534	255.7
1971	1,488	236.3
1972	1,731	266.3
1973	2,334	359.0

Table 3-5 Gross Domestic Products by Sector

Sector \ Year	1970		1971		1972		1973	
	10 ⁶ US\$	%						
Primary	437		407		484		701	
Agriculture	412	26.9	388	26.0	431	24.9	521	22.0
Mining	25	1.7	19	1.3	53	3.0	180	7.7
(Petroleum)	4		3		35		158	
Secondary	624		627		725		942	
Manufacturing	263	17.0	263	17.7	310	17.9	406	17.4
Construction	96	6.3	93	6.3	96	5.5	128	5.5
Transportation	97	6.3	95	6.4	115	6.6	149	6.4
Others	168		176		204		259	
Tertiary	473		454		522		691	
Commerce & Hotel	200	13.0	202	13.6	230	13.3	305	13.0
Services	273	17.8	252	16.9	292	16.9	386	16.5
Gross domestic product	1,534	100	1,488	100	1,731	100	2,334	100

Table 3-6 Amount of Exports at FOB Price

Unit : 10⁶ US\$

Sector	1970	1971	1972	1973	1974 (estimated)
Petroleum	0.7	1.0	60.1	248.6	597.6
Banana	94.3	101.2	109.0	105.1	107.5
Cacao	22.3	25.4	23.3	26.7	98.8
Coffee	9.4	13.5	17.1	12.1	32.3
Sugar	50.5	36.5	42.6	66.8	61.9
Marine product	6.8	14.6	16.7	24.4	26.7
Others	17.5	24.8	32.7	59.7	73.0
Total	201.5	217.0	301.5	543.4	997.8

Table 3-7 Amount of Import at CIF Price

Unit : 10⁶ US\$

Sector	1971	1972	1973	1974
Durable goods	11.7	8.9	14.9	-
Non-durable goods	26.2	29.4	40.0	-
Fuel oil	26.6	21.3	9.2	-
Materials for agriculture	6.0	4.0	10.1	-
Materials for industrial	92.6	93.3	146.7	-
Materials & machines for construction	10.9	9.6	13.8	-
Materials & machines for manufacturing	41.3	45.0	60.6	-
Materials & machines for agriculture		4.3	6.3	-
Machine & equipments for transportation	36.2	32.9	44.1	-
Total	256.6	248.7	345.7	617.6 (estimated)

輸出でみると1970年には約US\$200×10⁶であったが、1973年には約US\$500×10⁶、1974年には推定US\$1,000×10⁶に達している。

輸出品目でみると石油がその主体で、全体の60%を占めている。このほか、バナナ、カカオ、コーヒー、砂糖などの農産物がある。

一方輸入は1970年にUS\$250×10⁶であったが、1974年には推定US\$850×10⁶に増加してきている。これは経済活動の拡大、開発事業の進展のための機器、建設資材などの輸入が急増してきたためである。輸出入のバランスは、1972年までは赤字であったが、1973年には均衡し、1974年には輸出が輸入をはるかに上回った。

国際収支については、Table 3-8に示すとおりであるが、1960年代は経常収支の赤字を外国借款や、外資導入による資本収支の黒字で埋め合わせるパターンで推移してきたが、1972年石油の輸出が開始されてからは、貿易収支が大巾に改善され、総合収支でも黒字を計上できるようになってきた。

一方、外貨準備も1972年US\$128×10⁶、1974年5月には史上最高の382百万ドルに達したが、同年後半は石油輸出の減退から、1974年12月にはUS\$382×10⁶に止まった。

以上のようにエクアドル経済の活発化は統計資料からみても明らかであり、公共投資の拡大、石油収入が原因しており、公共投資（Table 3-9に示す。）をみると1970年US\$71.5×10⁶であったが、1973年にはUS\$148×10⁶に増加してきている。主な投資部門は教育、住宅、病院設備の拡充であり、道路、都市計画、電化、かんがい、港湾等にも投資されている。エクアドル中央政府の歳入、歳出の実績はTable 3-10に示すとおりである。

Table 3-3～Table 3-10の経済指標はBanco Central発行のAnnual Report "Memoria del Gerente General"による。

3・1・3 産 業

工業：1960年代においては、食品加工、飲料、皮革、繊維などの、消費材生産が主体であったが、1970年代に入り家庭用プラスチック製造業、ゴム、合板、セメント、鉄筋、鉄骨、パイプの加工業、建設資材の製造業、家庭電化製品、自動車、時計などの組立業、および食品加工業が顕著に突展の傾向を示した。

特に、食品加工部門において、食用油、乳製品、砂糖、魚肉類のかんづめ、ビール、炭酸飲料水、煙草、など国内需要を国産でみたし、一部は、輸出するまでに発展してきている。これらの工業はQuayaquil、Quitoの2大都市に集中していたが、政府は交通網の整備と合わせて、地方都市の工業化促進をはかっており、Ibarra、Otavalo、Ambato、Riobamba、Ouenca、Machala、Esmeraldas、Mantaでは順次工業化しつつある。

将来は石油化学部門での化学製品製造の期待が大きく、CEPE（エクアドル石油開発公社）では計画の具体化をはかっている。

Table 3-8 Balance of Payments

Unit : 10⁶ US \$

Sector \ Year	1971	1972	1973
(1) Trade balance			
Export of goods	242.9	323.2	575.1
Import of goods	- 360.7	- 366.6	- 492.9
Surplus or Deficit	- 117.8	- 43.8	82.2
(2) Service			
Transportation	- 49.1	- 54.9	- 67.9
Investment & insurance	- 35.7	- 32.0	- 37.0
Others	- 23.0	- 21.8	- 28.7
Deficit	- 107.8	- 108.7	- 133.6
(3) Balance of transfer account	15.7	15.8	38.3
Balance of current account (1) + (2) + (3)	- 209.9	- 136.3	- 13.1
(4) Long-term capital			
Direct investment	162.1	150.0	54.3
Debt	47.9	111.9	60.2
Disbursement	- 28.7	- 28.7	- 33.8
Others	-	- 5.7	- 0.5
Surplus	182.3	227.8	80.2
(5) Basic balance of payments (1) + (2) + (3) + (4)	- 27.6	91.5	67.1
(6) Special drawing rights allotment	3.5	3.5	-
Short-term capital			
(7) Non-financial accounts	- 5.8	4.4	35.1
(8) Financial accounts	29.9	- 99.4	- 102.2
(9) (7) + (8) Surplus or Deficit	24.1	- 95.0	- 67.1
Total balance (5) + (6) + (7)	- 29.9	99.4	102.2
Foreign currency reserves	25.0	128	226

Table 3-9 Public Investments by the Government

Unit : 10⁶ Sucres

Sector \ Year	1970	1971	1972	1973
Public utilities	349	457	469	516
Education	127	153	201	149
Hospital	33	60	54	30
Housing	59	147	81	182
Others	130	97	133	155
Construction, others	1,144	1,771	1,423	2,467
Load	604	810	673	968
Air-port & harbour	53	63	85	103
Portable water, Drainage & irrigation	123	231	241	376
Electrification	76	277	143	698
Urbanization	131	225	152	171
Others	157	165	129	151
Machine & equipments	294	351	424	717
Total	1,787	2,579	2,316	3,700

Table 3-10 Annual Revenue and Expenditure of the Government

Unit : 10⁶ US \$

Sector \ Year	1970	1971	1972	1973
Annual revenue	148	177	221	327
Annual expenditure	210	246	256	336
Balance	- 61	- 69	- 35	- 9

農 業

エクアドルの農業は、地形、気候、人口分布の関係から、COSTAの平野地帯、SIERRAの高原地帯に集中している。COSTAの平野地帯は、地味もよく、気候も適しているため熱帯性あるいは亜熱帯性作物の生産性が極めて高く、近年、政府の指導のもとに農業開発が進められた結果、エクアドル農業の主体を占めつつある。主な農産物は、バナナ、コーヒ、ココア、タバコなどで、大半は輸出に振り向けられ、石油と共に外貨獲得の主役である。また、SIERRAの高原地帯は古くからの農耕地であり、農耕法も従来からの旧式な方法が採られているが、近年、農耕法の改善、近代化が政府の指導により推進されており、その効果も現われつつある。

牧畜業

牧畜は、内需をみたす程度であるが、政府は、牧畜に対して補助政策をとり、その育成に努力して来た結果、近年徐々に発展の傾向にある。牧畜の主体は肉牛の飼育であり、主に中央高原地帯に集中している。また、羊、豚などが原住民の自家消費のため飼育されている。

林 業

エクアドルの林業資源は東部アマゾン地帯、及び海岸地帯の北部に極めて豊富であるが、道路などの交通輸送機関が不備なため、開発はおくれている。しかし近年に至り、建材としての需要が増大して来たため、San Lorenzo川付近の木材が搬出加工され、市場に出廻るに至っている。輸出にふり向けられているものとしては、バルサが有名である。

水産業

エクアドル近海は海流の影響で魚類の宝庫であり、輸出品目のうちで水産物の輸出は、第6位を占め、漁獲高はこの5年間に約4倍に増加して来ている。今後も漁獲量の増加が期待され、政府は漁港の拡張、整備に努力している。主な漁港としては、Esmeraldas Bahia de Caraquez, Manta, Salinas, Machalaなどがある。

鉱 業

アンデス山脈の地質分布は、鉱物資源が豊富に埋蔵されていることを示唆している。しかし厚い火山灰や森林でおおわれているため鉱物探査はきわめてむずかしく、石油以外の開発は進んでいない。

3・1・4 エネルギー資源

エクアドルは種々のエネルギー資源に恵まれた国であるが未だその一部のみを利用しているにすぎない。エネルギー源としては、水力、石油、天然ガス、木炭などがある。

(1) 水力資源

エクアドル中央部を南北に縦断しているアンデス山脈は雨量も多く、多くの河川がV字形の谷を形成し、急流である。このような部分が、水力発電の開発を有利ならしめており

エクアドルがもつ包蔵水力は、27,900 MW と云われている。代表的河川およびその流量は Table 3-11 に示すとおりである。

現在迄に開発し、利用されている水力は 134MW 余りであり、その大部分は未開発のまま残されている。

1961 年 INECEL が設立されて以来、水力地点の調査が進み、開発地点が確認され、その一部が開発されつつある。現在まで調査され、経済的開発が可能とされている地点は、Table 3-12 に示すとおりである。

エクアドル政府の重点施策の一つの柱として国内エネルギーである水力資源の開発があげられており、今後当分は水力主体の開発が進むものと予想される。

(2) 石油資源

1967 年 ORIENTE の Putumayo 付近で Texaco-Gulf が大油田の発掘に成功した。それまでは、Santa Elena 付近でわずかに、3千バレル/日の生産があるのみであった。ORIENTE の油田はエクアドル石油開発公社 (OEPE) と Texaco-Gulf の合併会社により 1971 年～1972 年にかけて井戸の掘削が大掛りに実施され、現在 20 万バレル/日の生産に達している。またこの原油はアンデス越えの送油パイプ・ライン (送油能力；24 万バレル/日、延長；500 km、区間；Lago Agrio～Esmeraldas, 1972 年 8 月完成) により搬出されている。生産実績は 1972 年 2500 万バレル 1973 年 7100 万バレルである。

Table 3-11 Discharge of Principal Rivers in Ecuador

Fluvial System	Rivers	Observatory	Average discharge (m ³ /s)	Discharge per 100km ² (m ³ /s)	Basin (km ²)
Esmeraldas	Gayllabamba	A. J. Rio Cubi	46.5	1.17	3,990
	San Pedro	Guangoporo	16.4	1.20	1,352
	Toachi	A. J. Rio Pilaton	37.3	2.60	1,435
Guayas	Chimbo	San Lorenzo	4.9	0.60	810
		D. J. Pangor	12.1	0.74	1,630
Jubones	Jubones	Ushcurumi	41.4	1.24	3,350
Napo	Coca	San Rafael	298.0	7.48	3,985

Source : Data of hydrology, 1964

Table 3-12 Principal Hydro Projects

Rivers	Projects	Maximum output (MW)
Rio Apaqui	Montufar	150
Rio Antisana	La Mica	20
Rio Guayllabamba	Guayllabamba	740
Rio Toachi	Toachi	350
Rio Chimbo	Chimbo-Pangor	419
Rio Paute	Paute	1,260
Rio Coca	Coca-Quijos	3,200
Rio Jubones	Jubones	380
Rio Santiago	Santiago	2,000
Rio Zamora	Zamora	747
Total		9,266

現在までの調査では、ORIENTEの原油埋蔵量は7.5億トンと見込まれている。

現在エクアドル政府の指導でOEPEはEsmeraldasに5万バレル/日の石油精製プラントを建設中であり、1976年11月頃に完成する予定である。

(3) 天然ガス

Guayaquil湾は以前から油田の調査がなされてきた地区であるが、最近に至り、大量の天然ガスが埋蔵されていることが判明し、OEPEによる開発が企画されている。また現在採掘されているORIENTEの油田でも相当量の天然ガスが湧出しており、この天然ガスはパイプ・ラインでQuito市まで搬出され、都市ガスおよび火力発電に利用する計画があり、その具体化が期待されている。

3・2 電力事情

3・2・1 現 況

現在エクアドルは県あるいは都市単位で電力を供給する時代から、全国連系系統より電力を供給して行く時代への過渡期にある。

1974 年末時点でエクアドルは全国合計 452.3 MW の発電設備を所有している。このうち、電力会社および電化協同組合が所有している発電設備は 376.2 MW (全体の 83.2%) であり、自家用は 76.1 MW (全体の 16.8%) である。

人口 1 人当りの設備出力は 65.5 W である。また現在の電化人口は全人口の 32.6% (205 万人) であり、電化人口 1 人当りの設備出力は 220.6 W である。

一方電力消費は年間 1,420 GWh (自家発電も含む) であり、最大負荷は発電端で 311.5 MW (自家発電も含む) である。

また、1 人当りの電力消費量は 218.5 kWh (48 W/人) である。

エクアドルの主な電気事業者は政府機関のエクアドル電力公社 (INEOEL)、および各県、主要都市にある電力会社 21 社、市町村営、および、電化協同組合が約 40 社である。

電力会社のうち大きいものは Quito にある Quito 電力会社 (EEQ) および、Guayaquil の Guayaquil 電力会社 (EMELBC) である。この 2 大電力会社が所有する発電設備出力は 112.6 MW および 121.6 MW、合計出力は 234.2 MW で既設発電設備の約 52% を占めている。他の地方電力会社、市町村、電化協同組合が所有する設備は 141.97 MW、自家用発電設備は 76.1 MW である。

1974 年末における地域系統別既設発電設備を Table 3-13 に、発電設備の推移を、Table 3-14 に、1973 年における県別の発電実績を Table 3-15 に示す。

現在 INEOEL および各地域系統の電力会社が開発を進めている発電プロジェクトは次のとおりである。

INEOEL は、全国連系系統を対象とする発電プロジェクトを担当し、北部火力 30 MW、Pisayambo 水力 69.2 MW、合計 99.2 MW のプロジェクトの工事を進めている。また計画を決定し、1975 年度内着工を目前に工事準備中のプロジェクトは Paute 水力 I 期 500 MW および Guayaquil 火力 I 期 73 MW がある。

一方地域系統においても、各地方電力会社及び電化協同組合が INEOEL の協力のもとに進めている発電プロジェクトは工事中あるいは工事準備中のものを合わせると 181.62 MW に達し全国で開発中の発電プロジェクトに合計 733.82 MW である。

また、INEOEL は送変電分野においても、全国連系送変電計画に基づき、1975 年より工事に着手している。

一方、地域系統においても系統内連系線の工事および配電線拡充の工事が進められている。

3・2・2 エクアドル電力公社(INEOEL)の活動

INEOELは、1961年、法令Ley Basica de Electrificacion (電力開発基本法)にもとづき、電力開発を担当する政府機関として設立された電力公社である。

一方、INEOELは、政府機関としての全国規模の長期電力開発計画を作成する役割を担っており、1964年および1972年の2回に亘り長期電力開発計画を策定し、それを基本にして開発を実施して来た。更に、1974年には、1972年作成による長期計画の改訂を行なった。これら一連の長期計画作成の過程で、INEOELが終始、基本として来た事項は、大規模水、火力の調査、開発、全国連系系統の確立、地域系統の電化、配電網の拡充による電化普及率の向上の4点である。1974年末迄にINEOELが地域系統内の電力会社に対し、資本参加あるいは直轄工事として開発してきた電力設備は、Table 3-16に示すとおり発電100MW、変電111.4MVA、送電線(地域内系統連系)925km、配電線116kmである。

Table 3-13 Existing Generating Facilities by Regional System at the End of 1974

Systems	Public		Total	Private Use		Total	Grand Total
	Hydro	Thermal		Hydro	Thermal		
(1) Norte	12,455	1,500	13,955	150	2,719	2,869	16,824
(2) Pichincha	83,964	36,550	120,514	4,158	7,975	12,133	132,647
(3) Centro-Norte	16,919	9,227	26,146	1,943	7,506	9,449	35,595
(4) Centro-Sur	8,619	11,682	20,301	0	6,500	6,500	26,801
(5) Sur	2,677	3,410	6,087	206	1,000	1,206	7,293
(6) Esmeraldas	0	5,220	5,220	0	4,228	4,228	9,448
(7) Manabi	0	24,175	24,175	0	4,180	4,180	28,355
(8) Guayas Los Rios	0	149,634	149,634	0	34,742	34,742	184,376
(9) El Oro	2,282	7,084	9,366	0	578	578	9,944
(10) Fuera de 9 Sistemas	334	457	791	0	224	224	1,015
Total	127,250	248,939	376,189	6,457	69,652	76,109	452,298

Table 3-14 Actual Installed Capacity and Generated Energy in Ecuador

Unit : MW and MWh

Year	Public Utilities and Associated by INECEL			EEQ and EMBLEC			Municipalities and Others			Private Use			Entire Ecuador		
	Hydro	Thermal	Total	Hydro	Thermal	Total	Hydro	Thermal	Total	Hydro	Thermal	Total	Hydro	Thermal	Total
1964	15.7 (47,150)	4.9 (10,317)	20.6 (57,467)	32.1 (153,911)	58.5 (191,072)	90.6 (349,983)	12.2 (38,247)	10.7 (13,069)	22.9 (51,369)	4.9 (14,450)	31.2 (57,837)	36.1 (72,287)	64.9 (253,758)	105.3 (272,295)	170.2 (526,053)
1965	15.7 (50,758)	10.9 (16,895)	26.6 (67,653)	32.1 (164,480)	58.3 (213,347)	90.4 (377,827)	12.2 (38,444)	10.7 (13,524)	22.9 (51,968)	6.8 (16,698)	33.4 (55,521)	40.2 (72,219)	66.8 (270,390)	113.3 (299,287)	180.1 (569,667)
1966	15.9 (56,489)	15.9 (21,032)	31.8 (77,521)	32.1 (173,689)	59.3 (232,984)	90.4 (406,663)	12.7 (39,454)	11.4 (16,462)	24.1 (55,916)	8.0 (15,287)	31.9 (53,247)	39.9 (68,534)	68.7 (284,919)	117.5 (323,752)	186.2 (608,644)
1967	21.9 (65,555)	19.3 (26,205)	41.2 (91,760)	55.1 (188,571)	60.3 (255,121)	115.4 (443,692)	14.3 (39,399)	9.6 (16,474)	23.9 (55,873)	6.4 (21,014)	34.0 (59,344)	40.4 (80,358)	97.7 (314,539)	133.2 (357,144)	220.9 (671,683)
1968	21.9 (66,439)	23.2 (39,866)	45.1 (106,305)	53.2 (207,675)	73.8 (298,791)	127.0 (506,466)	14.6 (39,427)	7.9 (14,624)	22.5 (54,051)	5.9 (14,880)	38.3 (67,478)	44.2 (82,358)	95.6 (328,421)	143.2 (420,759)	238.8 (749,180)
1969	31.4 (76,490)	26.3 (49,290)	57.7 (125,780)	53.2 (223,387)	75.8 (333,109)	129.0 (556,496)	13.3 (42,203)	7.9 (20,245)	21.2 (62,448)	6.5 (21,983)	54.6 (93,711)	61.1 (105,694)	104.4 (364,063)	164.6 (486,355)	269.0 (850,418)
1970	31.4 (89,248)	28.0 (57,078)	59.4 (146,326)	53.2 (244,432)	104.3 (376,146)	157.5 (620,578)	14.4 (44,871)	8.3 (16,795)	22.7 (61,666)	7.1 (26,027)	56.8 (94,211)	63.9 (120,238)	106.1 (404,578)	197.4 (544,230)	303.5 (948,808)
1971	31.7 (92,650)	42.0 (81,271)	73.7 (173,921)	52.1 (271,765)	117.5 (407,802)	169.6 (679,567)	14.2 (49,261)	6.3 (8,293)	20.5 (57,554)	7.2 (26,558)	56.8 (112,036)	64.0 (138,594)	105.2 (440,234)	222.7 (609,402)	327.9 (1,049,636)
1972	32.2 (105,398)	45.6 (89,080)	77.8 (194,478)	52.1 (265,780)	134.6 (464,736)	186.7 (730,516)	13.8 (44,261)	6.9 (7,497)	20.7 (51,537)	7.2 (29,947)	64.9 (110,639)	72.1 (140,586)	105.3 (445,165)	252.0 (674,953)	357.3 (1,117,118)
1973	83.4 (366,245)	101.8 (212,212)	185.2 (578,457)	-	102.7 (463,220)	102.7 (463,220)	13.3 (44,032)	4.4 (7,751)	17.7 (45,885)	7.3 (30,765)	73.3 (138,011)	80.6 (435,144)	104.0 (435,144)	282.2 (821,194)	386.2 (1,256,338)

Note : Figures in parenthesis indicate generating energy in MWh.

Table 3-15 Actual Record of Generated Energy by Province in 1973

Systems	Provinces	Installed capacities (KW)			Generated energy (GWh)				Energy consumption (GWh)					Total (GWh)
		Hydro	Thermal	Total	Residential	Commercial	Industries	Public Building	Street Lighting	Others				
Norte	Carchi	2,350	7,540	29	7,569	2,570	1,887	493	220	1,310	6	6,009		
	Imbabura	14,169	17,404	4,639	22,043	5,106	1,845	7,380	467	1,926	108	16,833		
Pichincha		100,131	258,313	107,358	565,671	117,785	41,831	82,331	17,311	12,763	14,700	286,721		
Centro-Norte	Cotacachi	8,174	14,532	3,006	17,538	6,203	1,048	5,418	2	163	-	12,834		
	Tungurahua	8,013	26,195	4,098	30,293	10,111	5,563	3,973	408	2,685	190	22,936		
	Bolivar	1,830	2,864	109	2,973	912	240	153	130	732	17	2,190		
	Chimborazo	10,843	30,083	359	30,442	4,278	4,019	14,117	372	2,045	1,373	26,209		
Centro-Sur	Cajal	10,880	3,833	9,121	12,954	2,285	-	8,235	83	374	1	10,978		
	Azuay	15,496	43,275	8,466	51,761	15,355	2,589	18,854	663	2,312	40	39,813		
Sur	Loja	5,259	8,228	3,190	11,418	2,732	2,411	2,915	55	1,459	226	9,798		
SIERRA Total		177,145	412,266	140,376	552,642	167,337	60,737	143,870	19,722	25,791	16,667	434,324		
Esmeraldas		7,559	-	17,355	17,355	3,400	1,634	8,023	3	1,028	121	14,269		
Manabi		29,447	-	51,447	51,447	10,823	5,290	12,448	110	697	9,118	28,466		
Guayas- Los Rios	Guayas	144,321	-	565,177	565,177	165,123	73,430	220,652	31,885	12,112	112	502,714		
	Los Rios	10,025	-	20,627	20,627	3,145	2,168	9,763	457	1,671	188	17,292		
El Oro		10,217	9,337	16,065	25,342	5,828	5,570	5,384	866	2,536	21	18,195		
COSTA Total		201,769	9,337	670,611	679,948	188,379	96,092	255,669	33,311	18,044	9,500	991,657		
ORIENTE Total	Morona Santiago	7,373	13,541	10,207	23,749	580	-	15,158	-	200	5,298	21,236		
	Napo	360,287	435,144	821,194	1,256,338	356,296	147,029	414,697	53,033	44,035	31,325	1,040,617		
	Paracaza Zamora, Chulucnide	34,6	65,36	100	28,36	11,70	33,01	4,22	3,51	2,51	83,31			
Total		828,828	1,256,338	2,085,167	3,141,505	1,045,716	443,829	1,519,569	206,644	138,871	100,000	3,685,167		
(8)														

Note: / including facilities owned by Private Use

Table 3-16 Power Facilities Owned by Public Utilities
and Associated by INCECEL

Systems	Generating facilities	Transforming facilities	Transmission lines (km)				Customer	
			34.5kV	22kV	13.8kV	69kV		
Norte	9,495	29,232		138	9		11,000	
Pichincha	5,695	2,375				150	—	
Centro-Norte	11,553	9,090				128	84	17,300
Centro-Sur	5,785	15,010						12,350
Sur	2,513	2,600						6,920
Esmeraldas	5,350	5,000						6,500
Manabi	23,150	20,000		111	39	32		10,800
Guayas-Los Rios	29,975	17,780	23			227		13,950
El Oro	6,432	10,250	20	30	50			8,000
Others	125	100						140
Total	1/ 100,073	111,437	43	279	603	116		89,960

Note : 1/ expect for the generating facilities installed
by BEQ and EMBLEC

第 4 章 電力需要想定

4.1 電力需要想定のかえ方	31
4.2 電力需要の実績	31
4.3 需要想定のか元	33
4.3.1 想定上の基礎条件	33
4.3.2 想定か元	33
4.4 想定結果	39

第 4 章 電力需要想定

4・1 電力需要想定の考え方

電力の供給事業は、生産と消費の同時性、資本の醸成期間の長期化など他産業にはみられない大きな特色を持っている。このため、長期に亘る開発計画の策定にあたっては、的確に需要の長期見通しを作成することが必要である。長期間の需要想定の手法は種々あるが、大別すれば、

- i) 用途別に電力の使用形態を詳細に検討し、需要を積上げる積上げ手法
- ii) 需要の大勢的傾向をつかむために、GNP や IIP (鉱工業生産指数) 等の経済指標と、電力需要の関連性から想定するマクロ手法

とがある。これら両手法のいずれによって想定を行なうかは、用途別需要の相対的な関係、経済構造、統計データの整理方法等を考慮してきめられるが、需要の過去におけるトレンドを勘案のうえ、両手法を部分的に併用する手法を用いるのが一般的である。

どのような手法によって需要を想定するにしても、想定結果は、想定上の考え方、諸条件の設定に左右されるため、必然的にある一定の巾をもって考えられるべき性格をもっている。そこで、今回の需要想定にあたっては、実績分析のうえ、トレンドをもとに需要種別ごとに積上げる広義の積上げ手法により想定することとする。その概要は次のとおりである。

- (a) 需要を、エクアドルにおける従来の整理方法にもとづいて、住宅用、商業用、工業用およびその他の4種類に分類する。
- (b) 需要種別ごとに実績を分析し、想定上の基本となる原単位、契約口数等の実績トレンドをもとに、これらの想定諸元を系統別に算定する。
- (c) 上記(b)で算定された想定諸元により、需要端需要を系統別に算定する。
- (d) 負荷率および損失率については、実績トレンドをもとに算定し、これにより送電端需要を算定する。

今回の需要想定手法は、概略、上述のとおりであるが、参考のために、電力需要と GNP の関連性から、電力需要の対 GNP 弾性値を用いて想定するマクロ手法によっても試算を行なった。その結果は、Appendix A-1-1 に示す。

4・2 電力需要の実績

1964 年から 1973 年に至る 10 年間の全国台における需要種別ごとの需要端電力量、対前年伸び率および構成比は、Table 4-1 に示すとおりである。

上記 10 ヶ年の平均伸び率についてみると、工業用 9.9%、住宅用 10.1%、商業用 14.2%、その他 6.3% となっており、民生需要主導型の成長パターンを示している。これは、都市部に

Table 4 - 1 Entire Ecuador Actual Energy Demand at Customer End

Year		TOTAL	Industrial	Demand category		
				Residential	Commercial	Others
1964	Demand (GWh)	441.92	177.17	149.28	44.63	70.84
	Growth rate (%)	-	-	-	-	-
	Ratio of composition (%)	100.0	40.1	33.8	10.1	16.0
1965	Demand (GWh)	481.92	188.91	163.85	52.53	76.63
	Growth rate (%)	9.1	6.6	9.8	17.7	8.2
	Ratio of composition (%)	100.0	39.2	34.0	10.9	15.9
1966	Demand (GWh)	508.74	208.43	178.62	54.59	67.10
	Growth rate (%)	5.6	10.3	9.0	3.9	-12.4
	Ratio of composition (%)	100.0	41.0	35.1	10.7	13.2
1967	Demand (GWh)	561.95	215.85	196.51	70.19	79.40
	Growth rate (%)	10.5	3.6	10.0	28.6	18.3
	Ratio of composition (%)	100.0	38.4	35.0	12.5	14.1
1968	Demand (GWh)	638.95	242.99	220.12	81.47	94.37
	Growth rate (%)	13.7	12.6	12.0	16.1	18.9
	Ratio of composition (%)	100.0	38.0	34.5	12.8	14.7
1969	Demand (GWh)	728.59	283.50	251.58	93.04	100.47
	Growth rate (%)	14.0	16.7	14.3	14.2	6.5
	Ratio of composition (%)	100.0	38.9	34.5	12.8	13.8
1970	Demand (GWh)	796.44	321.04	279.71	103.38	92.31
	Growth rate (%)	9.3	13.2	11.2	11.1	-8.1
	Ratio of composition (%)	100.0	40.3	35.1	13.0	11.6
1971	Demand (GWh)	874.25	353.89	304.42	116.54	99.40
	Growth rate (%)	9.8	10.2	8.8	12.7	7.7
	Ratio of composition (%)	100.0	40.5	34.8	13.3	11.4
1972	Demand (GWh)	955.93	375.49	340.88	135.46	104.10
	Growth rate (%)	9.3	6.1	12.0	16.2	4.7
	Ratio of composition (%)	100.0	39.3	35.7	14.2	10.8
1973	Demand (GWh)	1040.62	414.68	356.31	147.04	122.59
	Growth rate (%)	8.9	10.4	4.5	8.6	17.8
	Ratio of composition (%)	100.0	39.9	34.2	14.1	11.8
	Average growth rate (%)	10.0	9.9	10.1	14.2	6.3

おける電化の普及とともに、国策として推進されている地方電化によるものと考えられ、このため、民生用の全需要に占める構成比は、1964年に44.9%であったものが、1973年には48.3%と高まっている。

また、工業用についても民生用について高い成長を示しているが、構成比では各年とも約40.0%で横ばい状態となっている。一方、その他需要については比較的低い伸びにとどまっているが、これは、その他需要の大部分を占めている Quito, Guayaquil などの大都市における公共照明、官庁需要が充足されたためであり、地方都市については、民生用、工業用にくらべ、むしろその他需要の方が高い伸びを示しているのが一般的傾向である。

4・3 需要想定の諸元

4・3・1 想定上の基礎条件

将来需要の想定に必要な基礎条件となる人口動向、電化普及率等について、INECELの想定値を尊重することとした。

(1) 人口の将来動向

人口の増加は、過去における国勢調査の結果から、全国台で今後毎年約3%の増加と推定するが、地域開発に伴う工業立地による雇用機会の増大に起因して生ずる地域都市への人口流入も考慮し、地域系統別の人口を想定した。その結果はTable 4-2に示すとおりである。

(2) 地方電化による電化普及率

地方電化計画は、エクアドルの政策課題のひとつであり、電化水準を極力全国同一水準に近づけようという方針のもとに、後進地域に対し重点的に実施されている。

1974年(推定実績)、1980年および1984年の3代表年における普及率はTable 4-2に示すとおりとする。

4・3・2 想定諸元

(1) 住宅用

上述の人口の増加および電化普及率の向上に伴ない、実績トレンドを勘案のうえ、契約口数、原単位(kWh/契約口数)を想定する。

1966年~1970年の5年間の契約口数、原単位の全国計はTable 4-3に示すとおりである。

これをもとに系統別、契約口数、原単位はAppendix A-1, Table A-1-13に示すとおり想定されるが、1974年、1980年、1984年の3代表年についての全国台における想定結果はTable 4-4に示すとおりである。

Table 4 - 2 Estimated Electrification Ratio by Regional System

System	1974		1980		1984	
	Population (10 ³ person)	Electrification ratio (%)	Population (10 ³ person)	Electrification ratio (%)	Population (10 ³ person)	Electrification ratio (%)
Norte	330	37	371	55	401	64
Pichincha	936	57	1,215	66	1,444	75
Centro-Norte	965	23	1,097	40	1,198	53
Centro-Sur	503	24	579	49	636	60
Sur	378	13	436	23	479	43
Esmeraldas	203	16	261	33	305	59
Manabi	745	14	835	30	901	42
Guayas-Los Rios	1,969	40	2,395	62	2,733	72
El Oro	260	25	331	41	387	58
Total	6,289	33	7,520	51	8,484	66

Note: 1. Electrification pervision ratio means population being benefited by electricity.
 2. Entire population in 1974 is 6,500 x 10³ persons.

Table 4 - 3 Historical Trend of Energy Consumption per Customer (Residential)

	1966	1967	1968	1969	1970	Average growth rate (%)
Number of customer (10 ³)	164.2	184.9	204.3	218.7	241.1	10.1
Energy consumption per customer (kWh/customer)	1,073	1,057	1,075	1,144	1,148	1.7

Table 4 - 4 Estimated Energy Consumption per customer (Residential)

	1974	1980	1984	Average growth rate (%)		
				1974 - 1980	1980 - 1984	1974 - 1984
Number of customer (10 ³)	342	633	884	10.8	8.7	10.0
Energy consumption per customer (kWh/customer)	1,207	1,370	1,535	2.1	2.9	2.4

(2) 商業用

住宅用と同じく人口の増加、電化普及率の向上に伴ない、実績トレンドを勘案のうえ、契約口数・原単位を想定する。

1966年～1970年の5年間の契約口数・原単位は全国計で、Table 4-5に示すとおりである。

これらをもとに系統別契約口数、原単位は Appendix - A - 1, Table A - 1 - (3) に示すとおり想定されるが、1974年、1980年、1984年の3代表年についての全国台における想定結果は Table 4-6 に示すとおりである。

(3) その他

電化地域の人口のみならず、未電化地域を含めた当該系統全体の人口をベースとして考えられるべき要素をもっているため、原単位としては全人口に対する消費電力量をとることとする。人口および原単位の実績は Table 4-7 に示すとおりである。

Table 4 - 5 Historical Trend of Energy Consumption per customer
(Commercial)

	1966	1967	1968	1969	1970	Average growth rate (%)
						1967 - 1970
Number of customer (10 ³)	30.2	32.9	35.0	39.5	42.1	8.7
Energy consumption per customer (kWh/customer)	1,811	2,138	2,331	2,355	2,422	4.1

Table 4 - 6 Estimated Energy Consumption per Customer
(Commercial)

	1974	1980	1984	Average growth rate (%)		
				1974 - 1980	1980 - 1984	1974 - 1984
Number of customer (10 ³)	73	124	161	9.3	6.7	8.3
Energy consumption per customer (kWh/customer)	2,415	2,990	3,515	3.6	4.1	3.8

Table 4 - 7 Historical Trend of Energy Consumption per Person
(Others)

	1966	1969	1974 (Estimated)	Average growth rate (%)	
				1966 - 1969	1966 - 1974
Population (10 ³)	4,871	5,515	6,289	4.2	3.3
Energy consumption per person (kWh/person)	13.1	15.7	17.9	6.2	4.0

その他需要については、4・2「電力需要の実績」の項でも触れたように、1960年代は都市の整備拡充過程にあったために原単位の伸び率も1966年～1969年で6.2%

と高くなっていたが、大都市部における公共照明などこれら需要が徐々に飽和傾向を示し、1966年～1974年では4%と低下している。

これら実績をもとに系統別原単位を想定するとAppendix - A - 1, Table A - 1 - (13)に示すとおりであり、1974年、1980年、1984年の3代表年についての全国台における想定結果はTable 4 - 8に示すとおりである。

Table 4 - 8 Estimated Energy Consumption per Person
(Others)

	1974	1980	1984	Average growth rate (%)		
				1974 - 1980	1980 - 1984	1974 - 1984
Population (10 ³)	6,289	7,521	8,484	3.0	3.1	3.0
Energy consumption per person (kWh/person)	17.9	22.8	26.1	4.1	3.4	3.8

(4) 工業用

工業用需要の想定にあたっては、本来、産業部門別に生産単位物量当りの消費電力量、即ち、原単位を分析のうえ想定する必要がある。

そのためには、産業部門別にさらには工場を単位として生産設備について、生産方式、生産効率、労働人口などの工業統計に関する基礎的データによる分析が必要となるとともに、将来の工業立地、工業規模、工業化のテンポなど、広範囲に亘る産業構造に関する検討が必要である。しかしながら、今回の需要の想定にあたっては、調査資料が充分でないので、次の方法で行なうこととする。

工業用のうち、1975年以降1980年頃までに工業立地が具体化しているものを、便宜上、特掲分とし、その他の工業用を一般分として取扱うものとする。特掲分については、INECELにおいて需要家に対して行なわれたアンケート調査などの結果に基づくものである。

1) 特掲分は、系統によってはかなり大巾な増大が見込まれており、その主なものは次のとおりである。

1) セメント工業についてみると、Pisayambo, Paute 地点などの大規模水力開発、その他の建設事業の活発化によって大量のセメント需要が見込まれ、そのために1977年には Norte 系統内に新規工場の立地、Centro - Sur 系統内では工場増強、1978年には、Centro - Norte 系統内の工場増強が予定されているため、これらの工場需

要の増加が見込まれている。

ii) 現在、石油精製工場が建設されている Esmeraldas 系統には、石油精製関連需要の増加が見込まれている。

iii) Guayas - Los Rios 系統内の Milagro, Babahoyo 地区および El Oro 系統は低湿地帯のため農耕不適地が多い。このため、国による地域振興策の一環として、低湿地帯の排水、かんがい計画が実施されつつあり、これに伴う排水ポンプ用需要の逐年増加が見込まれている。

iv) 繊維工業製品の主産地である Pichincha 系統では、生産設備増強による需要の逐年増加が見込まれている。

v) 食品加工業の主産地である Guayas - Los Rios 系統では、生産設備増強による需要の逐年増加が見込まれている。

vi) 機械工業、化学工業の主要地である Guayas - Los Rios 系統、Pichincha 系統では、生産設備増強による需要の増加が見込まれている。

2) 一般分については、1973年までの既往の実績トレンドより想定するものとする。

この場合、統計上の有意性を考慮し、トレンドの対象とする適期を選び Table 4 - 9 に示すとおりとする。

以上による工業需要の想定内訳は Appendix - A - 1, Table A - 1 - (ii) に示すとおりである。

Table 4 - 9 Historical Increase Ratio of Industrial Demand

System	Average growth rate (%)			Reference
	1974 - 1980	1980 - 1984	1974 - 1984	
Norte	12.0	12.0	12.0	1966 - 1973 : 12.0%
Pichincha	10.0	10.2	10.1	1964 - 1973 : 10.2%
Centro-Norte	7.4	7.4	7.4	1965 - 1973 : 7.4%
Centro-Sur	11.7	11.9	11.8	1966 - 1973 : 11.9%
Sur	11.9	11.9	11.9	1967 - 1973 : 11.9%
Esmeraldas	15.0	15.0	15.0	1964 - 1972 : 15.0%
Manabi	8.8	8.8	8.8	1964 - 1973 : 8.8%
Guayas - Los Rios	9.4	9.4	9.4	1964 - 1973 : 9.4%
El Oro	7.8	7.8	7.8	1968 - 1971 : 7.8%
Total	9.6	9.7	9.6	

4・4 想定結果

以上の条件により算定された想定需要端電力需要は、Appendix-1, Table A-1-(1)~(4)に示すとおりである。

損失率および年負荷率については、実績トレンドをもとに想定することとし、1974年、1980年および1984年の3代表年における想定値を、全国計で示せばTable 4-10のとおりである。

Table 4 - 10 Loss Factor of Transmission and Distribution Lines and Load Factor

	1974	1980	1984
Loss factor (%)	16.5	15.2	14.4
Load factor (%)	48	49	49

上記損失率および負荷率を用いて算定した最大電力、送電端年間電力量は、それぞれTable 4-12およびTable 4-13に示すとおりである。これによると、全国合計で最大電力は、1974年に300 MWであったものが、1984年には1,019 MWとなり、3.4倍の伸長、また、送電端電力量は、1974年に1,248 GWhであったものが、1984年には4,366 GWhとなり、3.5倍の伸長となることが想定される。最大電力の平均伸び率についてみると、1974年~1980年で14.7%、1980年~1984年で10.5%、1974年~1984年では13.0%となる。また、送電端電力量の平均伸び率は、1974年~1980年で15.3%、1980年~1984年で10.5%、1974年~1984年では13.3%となる。

また、需要の構成比については、Appendix-A-1, Table A-1-(2)に示すとおりであるが、1974年と1984年はTable 4-11に示す。

この様に、工業用の比率がこの10年間で大きく増加し、需要の構造的変化が顕著となっている。

Table 4 - 11 Composition Ratios of Demand Categories

	unit ; %		
	Industries	Residential and Commercial	Others
1974	33	56	11
1984	43	51	6

Table 4 - 12 Maximum Power Demand at Generating End

(Unit: MW)

System	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	Growth rate (%)		
	(Estimated)											1974 - 1980	1980 - 1984	1974 - 1984
Norte	7.34	8.16	9.13	10.68	21.38	23.00	24.84	26.58	28.51	30.65	33.01	22.5	7.4	10.2
Pichincha	89.24	97.86	108.77	121.71	133.00	131.41	169.35	189.27	211.31	235.71	262.68	11.3	11.6	11.4
Centro-Norte	26.95	31.16	35.47	39.65	49.92	55.31	62.15	68.25	75.47	83.09	91.69	14.9	10.2	13.0
Centro-Sur	12.57	14.11	16.01	24.01	27.57	31.22	38.56	42.04	45.96	50.45	55.54	20.5	9.6	16.0
Sur	4.41	5.50	6.42	7.23	8.33	10.60	12.78	14.92	17.51	19.97	22.55	19.4	15.3	17.7
Esmeraldas	4.64	5.56	6.49	7.59	9.06	10.64	14.27	16.81	19.54	22.19	26.23	20.6	16.4	18.9
Manabí	11.66	13.74	17.33	20.96	23.72	26.80	30.74	34.29	38.14	42.22	46.59	17.5	11.0	14.9
Cuayash-Los Ríos	138.97	158.26	184.92	212.53	246.96	278.88	312.42	342.63	375.88	413.21	453.01	14.9	9.7	12.8
El Oro	6.98	8.43	10.56	12.71	14.56	16.10	17.80	19.84	22.12	24.62	27.40	16.9	11.4	14.6
Total	299.76	342.78	395.10	466.07	537.10	603.95	682.91	754.63	834.44	922.11	1,018.70	14.7	10.5	13.0

Note: Figures in detail are shown in Appendix A-1, Table A-1(i) - (10).

Table 4 - 13 Maximum Energy Demand at Generating End

(Unit: GWh)

System	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	Increase (%)		
	(Estimated)											1974 - 1980	1980 - 1984	1974 - 1984
Norte	23.65	26.36	29.56	101.68	107.51	112.48	118.13	123.67	129.77	136.63	144.31	30.7	5.1	19.8
Pichincha	402.51	442.01	492.79	551.66	614.79	684.14	762.32	849.92	946.24	1,052.66	1,168.71	11.2	11.3	11.2
Centro-Norte	98.73	115.77	134.36	151.50	202.34	222.26	248.77	271.89	299.68	327.96	359.61	16.7	9.6	13.8
Centro-Sur	47.87	53.38	60.04	92.59	105.34	117.27	143.83	157.07	172.13	189.20	208.37	20.1	9.7	15.8
Sur	14.04	17.88	20.91	23.86	27.82	35.90	44.23	52.30	62.12	72.10	82.71	21.1	16.9	19.4
Esmeraldas	15.28	19.86	24.13	29.44	38.21	45.16	66.74	76.41	87.27	98.99	118.09	27.9	15.3	22.7
Manabí	43.69	52.87	68.26	84.58	96.59	109.99	126.75	143.47	158.89	175.27	192.84	19.7	10.6	16.0
Cuayash-Los Ríos	579.48	679.39	793.69	917.70	1,071.90	1,213.97	1,358.07	1,491.68	1,640.09	1,806.23	1,986.38	15.3	10.0	13.1
El Oro	22.39	27.55	35.28	42.66	49.73	56.08	63.03	71.32	80.76	91.37	103.34	18.8	13.2	16.5
Total	1,247.64	1,435.07	1,639.02	1,995.67	2,314.25	2,597.25	2,933.87	3,237.73	3,576.95	3,960.41	4,366.36	15.3	10.5	13.3

Note: Figures in detail are shown in Appendix A-1, Table A-1(i) - (10).

第 5 章 長期電力開発計画を構成するプロジェクト

5.1 全国連系系統に対する発電プロジェクト	41
5.1.1 工事中のプロジェクト	41
5.1.2 工事準備中のプロジェクト	41
5.1.3 追加すべき発電プロジェクト	42
5.2 全国連系送変電計画	44
5.2.1 原計画の概要および工事状況	44
5.2.2 原計画に対する修正点	48
5.3 地方電化計画	50
5.3.1 地域系統の構成	50
5.3.2 地域系統における送変電プロジェクト	51

第 5 章 長期電力開発計画を構成するプロジェクト

5・1 全国連系系統に対する発電プロジェクト

1974年末現在、INECELが全国連系系統を対象とする発電プロジェクトとして既に工事中、あるいは工事準備中のものは次のとおりである。

5・1・1 工事中のプロジェクト

Pisayambo 水力発電所

発電所型式 ; ダム水路式
有効貯水量 ; $90 \times 10^6 \text{ m}^3$
最大使用水量 ; $18.6 \text{ m}^3/\text{s}$
総落差 ; 475 m
最大出力 ; 69.2 MW
年間発生電力量 ; 296 GWh/Year
概算工事費 ; U S \$ 75×10^6
運開予定 ; 1978年1月

北部火力発電所

発電所型式 ; ディーゼル
使用燃料 ; 重油
最大出力 ; 30 MW
概算工事費 ; U S \$ 23.2×10^6
運開予定 ; 1977年3月

以上、工事中の発電プロジェクトの合計出力は 99.2 MW である。

5・1・2 工事準備中のプロジェクト

Paute 水力発電所 (1期)

発電所型式 ; ダム水路式
有効貯水量 ; $90 \times 10^6 \text{ m}^3$
最大使用水量 ; $100 \text{ m}^3/\text{s}$
総落差 ; 667 m
最大出力 ; 500 MW
年間発生電力量 ; 2,850 GWh
概算工事費 ; U S \$ 325.1×10^6
運開予定 ; 1981年1月

Guayaquil 火力発電所 (1期)

発電所型式： スチーム

使用燃料： 重油

最大出力： 73 MW

概算工事費： US\$ 32 × 10⁶

運開予定： 1977年3月

以上、工事準備中の発電プロジェクトの合計出力は573 MWである。

5.1.3 追加すべき発電プロジェクト

1984年までの需給バランスの検討結果から、全国連系系統に対する発電プロジェクトとしては、前述の4プロジェクトの外に Guayaquil 火力1期 73 MW を追加すべきである。

その投入時期としては、1979年4月に運開する必要がある。また、1期より1年後の投入ならびに工事も1期と並行することを考慮すると、1期と同機種とすることが経済的であると判断する。以上1984年迄の発電プロジェクトを整理すれば Table 5-1 に示すとおり合計 745.2 MW の開発が必要である。

Table 5 - 1 Power Plants to be Constructed up to 1984 for Comprising National Interconnected System

Projects	Max. output (MW)	Present conditions	Capital required (10 ⁶ US\$)	Date of completion
Hydro				
Pisayambo	69.2	Under construction	49.6 ^{1/}	Dec., 1977
Paute 1st stage				
No. 1 and No. 2 Unit	200	Bidding	253.1	Jan., 1981
No. 3 Unit	100	Planning	72.0	Aug., 1982
No. 4 Unit	100			Aug., 1983
No. 5 Unit	100			Aug., 1984
Thermal				
Northern thermal (Diesel)	30	Under construction	23.2	March, 1977
Guayaquil thermal 1st stage (Steam)	73	Bidding	32.0	April, 1978
Guayaquil thermal 2nd stage (Steam)	73	Proposed plan	30.0	April, 1979
Total	745.2		459.9	

Note: ^{1/} Capital required in and after 1975.

また、1985年以降1990年までの需給バランスを検討すると、Table 5-2に示す新規の発電プロジェクトを投入する必要がある。

Table 5 - 2 Power Plant to be Developed from 1985 to 1990

Project			Max. output (MW)	Year of completion
Sto, Domingo	1st stage	Thermal	100	Dec. 1985
"	2nd stage	"	200	Dec. 1986
Toachi	1st stage	Hydro	150	Dec. 1987
"	2nd stage	"	75	Dec. 1988
Guayllabamba No. 1 unit	1st stage	"	210	Dec. 1989
Total			735	

5・2 全国連系送電計画

エクアドルは現在、県あるいは市町村単位の電力系統になっている。この様な、地域系統単位の電力供給を続ける限り、大電源の投入はできず、QuitoおよびGuayaquilのように、需要規模が大きい地区以外は小規模電源を建設してゆく以外に方法はない。このような状態を続けることは、国内の水力資源を有効に活用し得ないことであり、国家的に不経済である。これらの点を考慮し、INECELは全国に散在している地域系統を全国連系送電線で結び、Paute水力などの大電源が投入できるよう計画している。この連系送電線計画の基本は、まず2大需要地であるQuitoとGuayaquilを送電連系することであり、更にこれを延長してFig 5-1に示すようにPauta水力発電所と連系することによって、全国連系系統の幹線を構成することである。また、その他の地域系統に対しては、この230 kV幹線から138 kV分岐送電線を設け、連系する考えである。

この分岐線は各地域系統での小規模電源を開発する必要をなくすことを目的としている。

INECELが現在立案しているこの計画の概要は、Table 5-3に示すとおりである。

5・2・1 原計画の概要および工事状況

(1) Quito - Ibarra線 (138 kV, 90 km)

この送電線は北部火力30 MWの工事と並行して工事を行ない、Quitoを中心とするPichincha系統とIbarra, Otavaloを中心とするNorte系統とを138 kV線で連系するものである。この工事の入札は1975年2月に終り、同年4月から工事着工し、その完成は1976年12月の予定である。1977年3月からは北部火力の電力をNorte系統に送電するために使用される。以後、この線はPisayambo水力からの電力供給にも使用される。

(2) Quito - Pucara - Ambato線 (138 kV, 244 km)

この送電線はPisayambo水力69.2 MWの電力をPichincha系統およびCentro - Norte系統へ送電するために計画され、現在建設中であり、1976年12月に完成の予定である。

Pisayambo発電所の完成する1977年12月までは北部火力の電力の一部が、この線を利用してCentro - Norte系統に送電される。将来Centro - Norte系統の需要が増加し、Pisayambo水力の電力がすべてCentro - Norte系統に振り向けられる時期が来たときは、全国系統からの受電線としての役割をもつことになる。(1)で述べたQuito - Ibarra線と、この線が完成すると北部山岳地域はすべて連系され、Pisayambo水力と北部火力を主体に、この系統の効率的運用が可能となる。

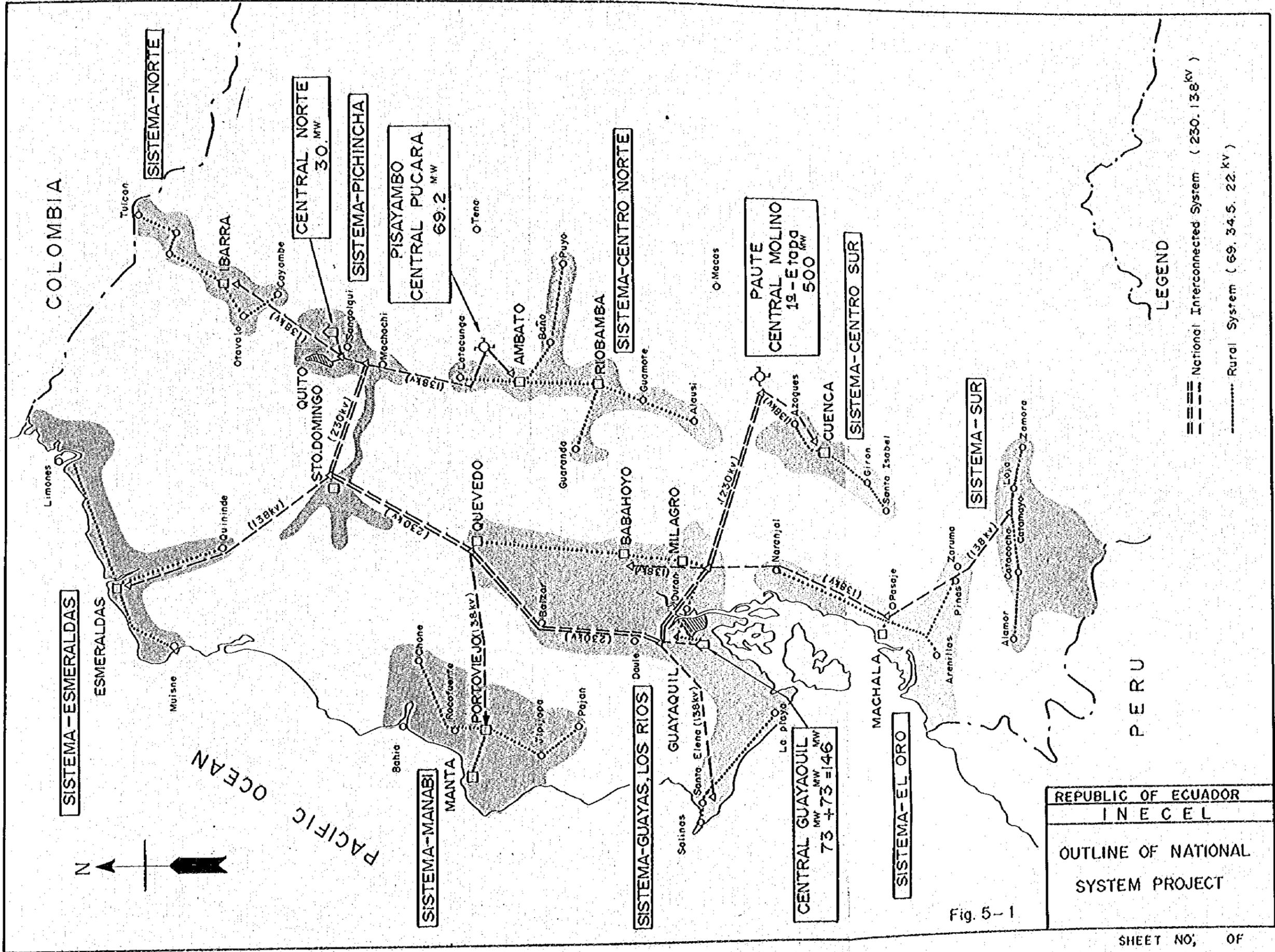


Table 5 - 3 Transmission and Transforming Facilities Comprising National Interconnected System

Projects	Transmission Lines			Conductor	Location	Substations		Estimated construction cost US\$ 10 ⁵	Year of completion	Modifications by the Mission
	Voltage (kV)	Distance (km)	No. of cct (c.s.t.)			Capacity	Capacity			
1. Pucara ~ Quito	138	115	1/2	ACSR 477 MCM	Pucara	30MVA-138/138kV	3,000	Dec. 1976		
2. Pucara ~ Ambato	138	29	1/2	ACSR 477 MCM	Ambato	30MVA-138/69kV	1,400	Dec. 1976		
3. Quito ~ Ibarra	138	90	1/2	ACSR 477 MCM	Ibarra	40MVA-138/34.5kV	6,300	Dec. 1976		
4. Pasuales ~ Quito	230	330	2	ACSR 1,113 MCM	Pasuales Sta-Rosa Quevedo	450MVA-230/138kV 225MVA-230/138kV 40MVA-230/138kV 20MVA-138/69kV 40MVA-230/138kV 20MVA-138/69kV	54,700	Jun. 1978	Pasuales S.S. 225 MVA	
5. Pasuales ~ Guayaquil	138	16	2	ACSR 477 MCM	—	—	700	Dec. 1976		
6. Paute ~ Pasuales	230	200	2	ACSR 1,113 MCM	Milagro	225MVA-230/138kV 40MVA-138/69kV	32,400	Dec. 1979	Paute-Milagro 230kV 115cm 1 cct in addition to 2 cct.	
7. Paute ~ Queuca	138	40	1/2	ACSR 477 MCM	Queuca	40MVA-138/69kV	3,400	Dec. 1979		
8. Quevedo ~ Portoviejo	138	120	1/2	ACSR 477 MCM	Portoviejo	40MVA-138/69kV	6,600	Dec. 1978		
9. Sto Domingo ~ Esmeraldas	138	170	1/2	ACSR 477 MCM	Esmeraldas	20MVA-138/69kV	8,500	Dec. 1978	Year of completion: Dec., 1980	
10. Milagro ~ Machala	138	125	1/2	ACSR 477 MCM	Machala	40MVA-138/69kV	8,400	Dec. 1980		
11. Milagro ~ Babahoyo	138	40	1	ACSR 477 MCM	Babahoyo	20MVA-138/69kV	2,800	Dec. 1979		
12. Pasuales ~ Sta. Elena	138	120	1	ACSR 477 MCM	Sta. Elena	20MVA-138/69kV	6,300	Dec. 1979	Year of completion: Dec., 1978	
13. Machala ~ Loja	138	150	1/2	ACSR 477 MCM	Loja	20MVA-138/69kV	8,700	Dec. 1980		
Total							147,200		Estimated total construction cost: 175,400	

(3) Quito - Pascuales 線 (230 kV, 330 km) および Pascuales - Guayaquil 線
(138 kV, 16 km)

この送電線は全国連系送電線の幹線であり、エクアドルの2大需要地 Quito, Guayaquil を連系するものである。また、ルート上には Santo Domingo および Quevedo があり、それぞれ Esmeraldas および Manabi 系統への分岐線 (138 kV) の起点となる。この送電線は現在入札中であり、1978年6月には完成の予定で、1981年 Paute 水力が投入されるまでは Pisayambo 水力、北部火力、Guayaquil 火力 および Quito 電力会社の Cumbaya 水力、Nayon 水力などを主力発電所としたこの連系系統の経済運用が、この送電線の完成により可能となる。更に Paute 水力の運開後は北部地区への送電の役割をはたすことになる。

(4) Paute - Pascuales 線 (230 kV, 200 km)

この送電線は Paute 水力の電力を主要需要地へ送電するためのものである。この完成は1979年末の予定であり、1980年には Guayaquil から Centro-Sur 系統への電力融通線として使用される。

(5) Guayaquil - Santa Elena 線 (138 kV, 120 km)

Guayaquil にある Pascuales 変電所から Santa Elena 地区へ送電するための分岐送電線であり、1979年12月に完成の予定である。

(6) Santo Domingo - Esmeraldas 線 (138 kV, 170 km)

この送電線は 230 kV Santo Domingo 変電所から分岐して Esmeraldas 系統へ送電するためのものであり、完成は1978年末の予定である。

(7) Quevedo - Portoviejo 線 (138 kV, 120 km)

この送電線は 230 kV Quevedo 変電所から Manabi 系統への分岐線であり、1978年末完成の予定である。

(8) Milagro - Babahoyo 線 (138 kV, 40 km)

この送電線は 230 kV, Milagro 変電所からの Babahoyo 地域への分岐送電線であり、1979年末に完成の予定である。

(9) Milagro - Machala - Loja 線 (138 kV, 275 km)

この送電線は 230 kV Milagro 変電所から Machala および Loja 地域への分岐送電線であり、1980年末完成が目標である。1981年にはこの両地域での最大需要は 32.6 MW であり、Paute 水力からの電力を受電するために1980年末に完成の予定である。

(10) Paute - Cuenca 線 (138 kV, 40 km)

Paute 発電所からの電力を Centro-Sur 系統へ送電するための送電線であり、1979年12月完成の予定である。

1980年の Centro-Sur 系統の需要は 38.6 MW となり、現有設備では供給力不足となるので、この送電線で Guayaquil 系統から受電することになる。また、1981年以降は Paute 発電所の電力を受電する。

全国連系送変電計画の概要は Fig 5-1 のとおりである。

5.2.2 原計画に対する修正点

前記の全国連系送変電計画を検討すると、その基幹となる 230 kV 送電線については、すでに工事中、あるいは工事準備中（入札中）であるので、調査団は、この送電線を既決定分として取扱い、残る分岐線の部分について、その完成時期、すなわち地域系統との連系時期の検討を行なった。その結果は次のとおりである。

- i) Santo Domingo - Esmeraldas 線 138 kV の完成時点は、1978年12月を1980年12月に変更する。
- ii) Pascuales - Santa Elena 線 138 kV の完成時点は1979年12月を1年早め、1978年12月に変更する。
- iii) Paute - Milagro - Pascuales 線 230 kV は2回線の内、Paute - Milagro 間を3回線に設計変更し、3回線目の竣工時期を1983年6月とする。

以上の点を考慮した工事工程を Table 5-4 に示す。

Table 5 - 4 Construction Schedule for National Interconnected System

Projects	1974		1975		1976		1977		1978		1979		1980			
	1/4	2/4	3/4	4/4	1/4	2/4	3/4	4/4	1/4	2/4	3/4	4/4	1/4	2/4	3/4	4/4
1. Pucara ~ Quito 138 kV 115 km																
2. Pucara ~ Ambato 138 kV 29 km																
3. Quito ~ Ibarra 138 kV 90 km																
4. Pascuales ~ Quito 230 kV 330 km																
5. Pascuales ~ Guayaquil 138 kV 16 km																
6. Paute ~ Milagro Cuayaquil 230 kV 200 km																
7. Paute ~ Cuenca 138 kV 40 km																
8. Quevedo ~ Portoviejo 138 kV 120 km																
9. Sto. Domingo ~ Esmeraldas 138 kV 170 km																
10. Milagro ~ Machala 138 kV 170 km																
11. Milagro ~ Babahoyo 138 kV 40 km																
12. Pascuales ~ Sta. Elena 138 kV 120 km																
13. Machala ~ Loja 138 kV 150 km																

Legend

- ▽ : Bidding
- ▼ : Award of contract
- ≡ : Fabrication and Transportation
- : Installation works

5・3 地方電化計画

5・3・1 地域系統の構成

地方電化計画の目的は、現在市町村あるいは県単位で分散している小規模電力系統を1県あるいは2県にまたがる系統に統合することであり、最終的には全国連系送電線と連系し、更に効果的、経済的な個所に発電設備を配置、国家的見地から地域系統の運用を計ろうとするものである。又、後進地域の電化普及率の向上をはかるために、未電化の村落に対しても配電線を拡張する計画である。

INECELは以上の地方電化計画の方針に沿うべく、東方地域およびコロン諸島（ガラパゴス諸島）も含め、エクアドル全地域を包容する10地域別系統の形成を促進する考えである。

INECELが計画している地域系統の構成とその供給区域はTable 5-5に示すとおりである。

Table 5-5 Year of Integration of Each Regional System

Systems	Supply area by prefecture	Electric utilities	Year of integration
(1) Norte	Carchi, Imbabura Pichincha.	Ibarra, Tulcan, Montufar.	Dec., 1975
(2) Pichincha	Pichincha.	Quito, Sto. Domingo	June., 1978
(3) Centro-Norte	Cotopaxi, Tungurahua, Chimborazo, Bolivar, Pastaza.	Ambato, Riobamba, Araucari, Bolivar.	Dec., 1977
(4) Centro-Sur	Azuay, Cañar.	Cuenca, Azogues	Dec., 1979
(5) Sur	Loja, Zamora- Chinchipe	Regional del Sur	Dec., 1977
(6) Esmeraldas	Esmeraldas	Esmeraldas	Dec., 1977
(7) Manabi	Manabi	INECEL-Manta, Portoviejo.	Dec., 1975
(8) Guayas Los Rios	Guayas, Los Rios	EMELEC, Sta. Elena, Los Rios, Milagro, Quevedo, Daule.	Dec., 1978
(9) El Oro	El Oro.	El Oro, Zaruma	Dec., 1976

5.3.2 地域系統における発送変電プロジェクト

地方電化計画の発電プロジェクトは、地域系統が、全国連系系統に連系されるまでの間の各地域系統の電力需要増に対処するために計画しているプロジェクトである。この発電プロジェクトは9つの地域系統別に計画され、全国台で総設備出力181.6 MWが決定されている。今回の需要想定の結果、これに26.5 MWの発電プロジェクトを追加する必要がある、決定分を合わせると合計208.1 MWとなる。Table 5-6に地域系統別の決定分送変電プロジェクトを、Table 5-7に決定および追加分発電プロジェクトを示す。

以下、各地域系統の計画について述べる。

(1) Norte 系統

Norte 系統内の主要連系線 34.5 kV 線は、すでに完成し、地域連系は可能となっている。また、この地域系統が全国連系系統と連系できるのは Quito - Ibarra (138 kV 2回線設計 1回線架線) 送電線が完成する 1976 年 12 月である。この系統の発電設備は、現在水力のウエイトが大きく 90% を占めている。しかし、いずれの水力も自流式であり、湯水期の出力低下が大きく、需給上は余力をもっていない。したがって 1977 年 3 月北部火力からの受電が可能になるまでの需要増に対処するために 2.5 MW のディーゼルの投入を計画し、現在、入札準備中である。

これにより、既設設備出力 13.76 MW と決定分 2.5 MW を合わせると、合計 16.26 MW の設備を自己系統内にもつこととなる。一方、この系統は全国連系系統と Ibarra 変電所で連系され、ここから北方へは Tulcan 迄、南方へは Cayambe 迄 34.5 kV 線がすでに完成し、この系統内には次の 6 変電所 (34.5 / 13.8 kV) Tulcan, San Miguel, El Angel, Ibarra, Juncal, Otavalo が 34.5 kV 線で連系されている。また、これら変電所からの 13.8 kV 配電線も、約 70% が完成している。

(2) Pichincha 系統

Pichincha 系統は Pichincha 県に電力を供給する地域系統であり、現在 Quito 地区と Santo Domingo 地区とに分割されている。

(Quito 地区)

Quito 地区は、エクアドルの首都 Quito とその周辺町村を対象とする系統であり、Quito 電力会社が電力供給に当たっている。この地区では、現在 Quito 電力会社により、次の発電プロジェクトが工事中である。

Pasocha	水力	4.5 MW	12/1975	完成予定
Luluncoto	1期ディーゼル	8.72 MW	12/1975	"
Quito Gas		24.1 MW	8/1975	"
合 計		37.32 MW		

Table 5 - 6 Transmission and Transforming Project for Regional Systems
(Proposed by INCECEL)

Systems	Transforming capacity (kVA)	Transmission line				Distribution line (Number of customer)
		69kV	34.5kV	22kV	13.8kV	
(1) Norte	13,200		8		130	16,400
(2) Pichincha	61,350	95		88	216	34,410
Quito	46,100			88	60	29,000
Sto. Domingo	15,250	95			156	5,410
(3) Centro-Norte	13,250	255			531	16,230
Latacunga	1,000	40			76	3,400
Ambato	3,450	35			61	6,130
Rtobamba	2,800	130			131	4,000
Guaranda	3,500				213	700
Fuyo	2,500	50			50	2,000
(4) Centro-Sur	109,000	83		189		17,000
(5) Sur	17,550	166		22	462	8,720
(6) Esmeraldas	14,200	184			196	8,000
(7) Manabi	24,100		80		331	9,600
(8) Guayas-Los Rios	71,500	474			774	80,000
Guayaquil, Duran	12,000	8				34,500
Salinas, Sta. Elena	22,500	153			114	6,000
Daule, Balzar	16,250	100			151	8,000
Milagro, Naranjar	4,100	40			285	13,200
Babahoyo, Quevedo	16,750	173			224	18,300
(9) El Oro	25,250	188			166	9,000
Total	349,400	1,445	88	299	2,806	198,860

Table 5 - 7 Generation Projects for Regional Systems

Systems	Type	Installed capacity		Construction schedule	
		Hydro	Thermal	1975	1976
7) Manabi					
Manta	Gas		10.00		
Sub-Total			10.00		
8) Guayas-Los Rios					
Guayaquil	Gas		2x21.50		
			43.00		
Santa Elena	Diesel		5.68		
Bababoyo	"		12.50		
Vince	"		1.00		
Quevedo	"		0.80		
	"		5.66		
Sub-Total			68.64		
9) El Oro					
Machala	Diesel		5.66		
	"		6.00		
Sub-Total			11.66		
Total			15.10	166.52	
				181.62	
Guayas-Los Rios	Gas			21.50	
Sur	Diesel			5.00	
Sub-Total				26.50	
Total			208.12		

Note: 1/ Proposed project by the Mission-

Systems	Type	Installed capacity		Construction schedule	
		Hydro	Thermal	1975	1976
1) Norte					
Ibarra	Diesel		2.50		
Sub-Total			2.50		
2) Pichincha					
Quito	Hydro	4.50	8.72		
"	Diesel		24.10		
"	Gas		2.28		
Sto. Domingo	Diesel		1.58		
Sub-Total		4.50	36.68		
			41.18		
3) Centro-Norte					
Latacunga	Diesel		1.00		
"	"		2.50		
"	"		6.00		
Ambato	Hydro	2.60			
Riobamba	"		1.00		
Guaranda	"		0.50		
Puyo	"				
Sub-Total		2.60	11.00		
			13.60		
4) Centro-Sur					
Cuenca	Diesel		2.28		
"	Hydro	8.00			
"	Diesel		8.52		
Sub-Total		8.00	10.80		
			18.80		
5) Sur					
Loja	Diesel		1.28		
Catamayo	"		2.50		
Sub-Total			3.78		
6) Esmeraldas					
Santa Balnas	Diesel		5.46		
Esmeraldas	Diesel		6.00		
Sub-Total			11.46		

これらが1975年に完成すると、Quito地区は、既設114.64 MW と合わせ、合計151.96 MW の設備出力となる。この設備は、全国連系時点までの需要増に十分対処できるものであり、自己系統内に新規電源を追加する必要はない。一方、配電網は首都圏ではかなり整備されており、今後の目標は、首都圏から隔離した辺地の町村に22 kV、あるいは13.8 kV の配電網を拡充することである。

(Santo Domingo 地区)

Santo Domingo 地区はQuito から90 km 離れており、Santo Domingo 電化協同組合が電力供給に当たっている。この系統では1976年中頃の運開を目的に1.58 MW、2.28 MW のディーゼル火力の建設を決定し、現在、建屋の増設工事中である。これが完成すると、既設4.16 MW と合わせ、合計8.02 MW の設備を所有することとなり、1979年までの需要に対処できる。また、全国連系系統との連系時期が1978年6月であり、系統内では新規電源を追加する必要はない。13.8 kV の配電線はSanto Domingo ディーゼル発電所から国道に沿ってLa Union, El Carmen, Alluriquin, Las Delicias の4方向に伸びており、現在までに計画のほぼ60% が完了している。また、同地域の将来の需要増に対して、送電容量を強化するため69 kV 送変電設備(95 km, 変電所3ヶ所)を増設する計画である。

(3) Centro-Norte 系統

この系統はCotopaxi, Tungurahua, Chimborazo, Bolivar およびPastaza の5県からなる地域系統であり、現在は、次の5地区すなわちLatacunga 地区, Ambato 地区, Riobamba 地区, Guaranda 地区およびPuyo 地区に分かれている。INECEL はこれらの地区間を69 kV 送電線で連系する計画であり、そのうちAmbato-Riobamba 間50 km はすでに1970年に完成し、運用に入っている。

この系統内の地区別の計画は次のとおりである。

(Latacunga 地区)

この地区では現在1.0 MW のディーゼル火力の工事中であり、更に2.5 MW ディーゼル火力を決定し準備中である。これにより既設5.34 MW と合すると8.84 MW の発電設備を所有することになる。この設備では1976年には電力不足となり、Quito 地区から予備ディーゼル2.18 MW × 1台を転用して供給する必要がある。この地区は6.3 kV の配電網が完備しているので、新たに配電線を延長する箇所はない。

INECEL は将来の電力需要増に備えて、これを逐次13.8 kV に昇圧・建替えて行くことにしている。

(Ambato 地区)

この地区では、Ambato 電力会社が1975年9月完成の予定で、6.0 MWのディーゼル(3.0 MW × 2台)を建設中である。これが完成すると、この地区は既設7.13 MWと合わせ、合計13.13 MWの水力・火力設備をもつことになる。しかし、需要想定からみると1976年には電力不足が発生するので、供給余力のあるQuito地区からディーゼル2.18 MW × 1台を転用して不足電力に対処する必要がある。Ambato地区には、全国系統より電力を受電するための一次変電所(138/69 kV - 40 MVA)を設け、これより系統内のLatacunga、PuyoおよびRiobambaの各地区の配電用変電所(69/13.8 kV)へ69 kVで送電する計画である。Ambato地区の配電網は、老朽設備が多く、目下13.8 kVの昇圧も兼ねて建替え工事を急いでいる。その達成率は約50%である。今後の工事としては2.4 kVまたは6.3 kVの老朽設備の改造と、一部未電化地域への拡充が計画されている。

(Riobamba 地区)

この地区では、Riobamba電力会社がAlao I期水力2.60 MWを計画し、1977年中頃には完成の予定であるが、これ以後の設備の増強は考慮していない。既設10.16 MWと決定分を合わせると合計12.76 MWの発電設備をもつことになるが、1976年には電力不足が生ずるので、Quito地区からディーゼル発電機2.17 MW × 2台を転用して不足供給分に対処する必要がある。また、この地区はすでに69 kV線でAmbatoと連系されている。

(Guaranda 地区)

この地区では、1976年中頃完成を目標に、1.0 MWのディーゼル火力の投入を決定している。既設は1.43 MWであり、決定分を合わせると2.43 MWを所有することになる。以後Riobambaと69 kV線によって連系され地域電力系統の一部を構成することになれば、1977年以降あらたな電源を追加する必要はない。この地区の電力需要は、Guarandaおよびその周辺の村落に集中しており、Centro-Norte系統のなかでも最も電化の遅れている地区である。その原因は、需要規模が小さく、しかも散在する村落へ配電するため配電線の巨長が長くなり電化に不利な条件下にあるためである。この地区の今後の電化計画は、まずSan Juan-Guaranda間69 kV連系線50 kmを1976年までに完成すること、次いで1979年までに地区内の13.8 kV配電網を整備して、電化範囲を拡大して行くことである。

(Puyo 地区)

Puyo地区は、Centro-Norte系統のなかでも東方地域(Oriente)に属する地区である。しかしAmbatoからBañosまで69 kV線で連系されるので、更に延長してPuyoま

で連系地区に入れる計画である。Puyoは、現在需要規模は小さいが、東方地域開発の玄関であり、今後発展が予想されるので、Ambato系統と連系するのが INECEL の方針である。この地区では、1976年中頃完成を目標に0.5 MWディーゼルの投入を計画決定している。したがって、既設0.46 MWと合わせると合計0.96 MWの設備をもつことになるが、1977年末に系統内他地区と連系する迄に電力不足が生ずるので、他系統の予備ディーゼル0.30 MW・1台を転用し、不足電力を対処する必要がある。以上、このCentro - Norte系統が自己系統内にもつ発電設備は既設分24.51 MW、決定分13.50 MWを合わせると38.01 MWを所有することになる。

(4) Centro - Sur 系統

この系統では Paute 水力運開まで全国連系系統から受電できないため、Cuenca 電力会社は Monay I 期ディーゼル2.28 MW、III 期ディーゼル8.52 MW および Saucay 水力8.0 MW、合計18.8 MWの新設を決定している。これらの発電設備運開後は、既設17.25 MWと合わせて36.05 MWの発電設備をもつことになる。この設備では1979年迄の需要には対処できるが、1980年には不足するので Paute 水力が完成するまでは、1979年12月に完成予定の Paute - Pascuales 線および Paute - Cuenca 線を通じて全国系統から不足分を受電する必要がある。

Cañar, Azuay の両県にまたがるこの系統は、既に Cuenca - Azogues 間が22 kV の配電線で連系されている。また、地方の市町村に対しては Cuenca, Azogues から22 kV 線による配電を計画している。

Cuenca はエクアドルで第3番目の都市であり、この需要に対処するため Paute 水力からの受電を計画している。また Paute 水力投入前は Cuenca の集合ディーゼンプラントから各地に配電する計画であり、特に69 kV による系統内の連系、および配電用変電所(69/22 kV)の拡充を計画している。この系統北部の Cañar 地区は、需要も小さく当分単独系統で需給バランスを維持できるので、Azogues と連系する必要は当分ない。しかし Paute 水力が運開する時点には、Cañar - Biblian 22 kV の連系線、ならびに Cañar 周辺村落への配電線の拡充が必要となる。

(5) Sur 系統

この系統は全国連系系統内に入るのが最もおくれる地区であり、ここ当分、系統内で電源を確保して行く必要がある。現在、Catamayo I 期ディーゼル1.28 MW および III 期2.50 MW の合計3.78 MWの新設を決定している。これらが運開すれば、既設4.81 MWを合わせて8.59 MWの設備となり、1978年までの需要には対処できるが、全国連系されるまでの供給力としては不足であり、1978年5.0 MWディーゼルの追加投入する必要がある。この系統の配電網は現在 Loja - Catamayo 間が22 kV、Loja -

Vilcabamba間が13.8 kVで連系済みである。その他の市町村, Saragro, Catacocha, Celica, Alamor, Gonzanama, Cariamanga および Macara はすべて独立した地区になっている。従って、これら地域を69 kV, 22 kVあるいは13.8 kVの送電線で連系してゆくことが電化計画の主体となる。そのうち、現在工事中のものは、San Francisco 発電所から Zamara までの22 kV線であり、1975年末には完成の予定である。

(6) Esmeraldas 系統

この系統では、現在 Santa Bains I 期ディーゼル5.46 MW, および II 期ディーゼル6.0 MW の新設を決定している。そのうち、I 期分は工事中であり、1975年8月には完成する予定である。また II 期分も1976年8月に完成する。この系統の既設発電設備は4.86 MWで、決定分11.46 MWが完成すると16.32 MWの発電設備をもつことになる。この設備容量は1980年までの需要に対処できるものである。また全国系統と連系されるのが1980年末であるため、新しく電源を追加する必要はない。この系統内では Esmeraldas 石油精製プラントを建設中であり、その自家発電設備として18.0 MW (6 MW × 3台) の Gas タービンが同時に建設されている。この発電設備は、Esmeraldas 電力会社の系統と連系される予定ではあるが、電力融通は考慮されていない。しかし、予備力としての効果は期待できる。この系統の電力需要の大半は、Esmeraldas が占めている。他に San Lorenzo, Limones, Quininde, Muisne などがあるが、電力需要は100~200 kW 程度と小さい。現在 Esmeraldas および Quininde を中心に13.8 kV 配電線を建設中であり、一部は完成している。地方電化計画では、系統内の主要地点を69 kV 線で連系する予定である。しかし、この系統の北部地区にある Valdes, San Lorenzo は、Rio San Lorenzo の河口デルタ地帯にあるため、連系線がコスト高であり、電力需要も小さいので、当分の間は単独系統が考えられている。

(7) Manabi 系統

この系統は、INECEL が地方電化計画のモデルケースとして系統の統一を実施した系統であり、すでに Manta ディーゼル20.6 MW を完成し、安定した電力の供給をおこなっている。また、Manta にガスタービン10 MW を1976年12月までに新規投入することを決定している。したがって、既設20.60 MW と決定分を合わせると合計30.60 MW の供給力をもつことになるので、少なくとも1979年までの需要に対処できる。また、1978年12月には、全国連系系統と連系されるので新規に電源を追加する必要はない。この系統の配電網は、Manta - Portoviejo 間が69 kV, Portoviejo - Rocafuerte - Tosague - Chone が34.5 kV で既に連系されている。Portoviejo - Hipijapa 間34.5 kV 80 km, および Bahia - Tosagua 間34.5 kV, 30 km が現在工事中であり、

1975年末までには完成する。今後の計画は、地方町村に対して配電線を拡大することである。

(8) Guayas - Los Ríos 系統

Guayas および Los Ríos の 2 県にまたがるこの系統は、現在 Guayaquil とその周辺、Milagro, Babahoyo, Quevedo ならびに Santa Elena の各地区に分割、運用されている。INECEL の地方電化計画では、これらの地区を統合し、発電設備の増強、配電網の拡充をはかるものである。これらの 5 つの地区には、全国連系系統の主要変電所が設けられる予定であるが、これに先立って各地区間の電力融通をはかるため、69 kV 線による地域内連系の拡充も計画されている。また、この系統全体に対し、合計 68.64 MW の発電設備増強計画がすでに決定され、その大部分が工事中である。以下、各地区について電化計画の概要を述べる。

(Guayaquil - Durán 地区)

この地区では、現在 EMELEC より 21.5 MW × 2 台のガスタービン火力を据付中である。これは、いずれも 1975 年 8 月までには完成予定であるので、既設分 126.14 MW (Guayaquil 121.55 MW, Durán 4.59 MW) と合わせると合計 169.14 MW の発電設備をもつこととなり、1976 年末迄の電力需要には対処できる。しかし、1977 年はじめから Guayaquil 火力 I 期 73 MW が運開する 1978 年 4 月迄は、供給力が不足するので、後述の Milagro 地区の供給力不足の対策をも考慮して、現在 EMELEC が据付中のガスタービンと同機種の 21.5 MW を、Durán 地区に追加増設する必要がある。

Guayaquil の周辺には Durán, Daule, Balzar などの町村がそれぞれ単独系統をなしており、これらを 69 kV 線で Guayaquil と連系する計画で、現在 Guayaquil - Daule 間 40 km が工事中であり、1975 年末には完成の予定である。また、この線は Balzar まで延長し、そのルート上の町村に対しては 13.8 kV 線で配電する計画である。

(Milagro 地区)

この地区では、現在、決定されている系統内の発電設備増強の計画はない。したがって、既設分 6.64 MW のディーゼル火力のみであり、1976 年には灌漑排水用ポンプ需要が入るため供給力が不足する。この対策としては、1976 年は Babahoyo からの受電、更に、1977 年には Durán 地区に 21.5 MW のガスタービンを新規投入し、系統内連系線 69 kV を利用して受電するものとする。1978 年以降 Guayaquil 火力 I 期が運開できるので電力不足の心配はない。

上記融通電力を受け取るための 69 kV 連系送電線は、Milagro - Babahoyo 間および Durán - Milagro 間を 1976 年中に建設する必要がある。また Milagro 周辺の町村に

対しては、1976年末迄に13.8kV配電線の建設が完了する予定である。

(Babahoyo 地区)

この地区に含まれる主要都市は、Babahoyo、Pueblo Viejo、Ventanas、Vince などであり、現在は、それぞれ単独系統となっている。これらの都市間は1976年までに69kV線で連系する予定であり、13.8kV配電網も逐次整備し、拡充して行く計画である。この地区において、現在決定されている発電設備は、Babahoyoディーゼル火力12.5MWとVinceディーゼル火力1.0MWとがある。これらは、いずれも1976年内に完成予定のものであり、既設分2.24MWと合わせると合計14.74MWの発電設備をもつこととなる。この発電設備は、1977年までの需要に対処できる規模であり、1978年以降は全国系統から受電が可能になるので、系統内に新規発電設備を追加する必要はない。

(Quevedo 地区)

この地区では1975年10月に0.8MW、1976年9月5.66MWのディーゼル火力の投入をすでに決定している。これに既設分2.76MWを合わせると合計9.22MWの発電設備となり、1978年迄の需要に対処できる。また、その後は、全国連系系統より受電できるので、決定分以外に新規発電設備を追加する必要はない。この系統の中心Quevedo、ならびに周辺町村の配電網は、比較的整備されており、13.8kV配電線は、40Kmを残すのみである。今後の送配電工事の主体は、Babahoyoとの69kV連系線を1976年中に完成させることである。

(Santa Elena 地区)

この地区は、現在Santa Elena、Salinasを中心とする地区と、Playasを中心とする2つの独立した地区から成っている。Santa Elena地区は、すでに13.8kV配電線は完備しており、今後の工事は、分離されているSanta Elena地区とPlayas地区とを69kV線で系統内連系を完成することである。また、北部のPalmarへは69kV線で、更にその北部へは13.8kV線で配電網を拡大する計画が残っている。これらが完成すると、全国系統とSanta Elena変電所で連系することにより系統内の全地区へ配電することができる。この地区では、現在5.68MWのディーゼル火力を建設中であり、1975年9月には完成の予定であるが、これ以外に決定されているものはない。したがって既設分5.24MWを合わせると合計10.92MWとなり、1976年迄の需要には対処できる。しかし、全国連系系統との連系予定は1978年末であり、1977年には供給力が不足する。この対策としてQuitoよりディーゼル発電機1台2.18MWを転用して電力需要に対処する必要がある。

以上のQuayas-Los Rios系統においては、すでに決定されている系統内の発電プロ

プロジェクト 68.64 MW, 今回の検討において追加すべきもの 21.5 MW, 転用すべきもの 2.18 MW および既設分 143.03 MW の合計は 235.35 MW となり, 1978 年 4 月 Guayaquil 火力 1 期が運開する迄の需要に対して供給力不足の心配はない。

(9) El Oro 系統

この系統ですでに決定されているディーゼル火力は, 現在工事中の 5.66 MW と 1976 年 12 月完成予定の 6.0 MW とがある。これに既設分 8.66 MW を合わせると合計 20.32 MW の設備を所有することとなる。この設備は 1980 年までの需要に対処できる。更に 1980 年末には全国連系系統と連系できるので, この系統内に新規電源を追加して行く必要はない。一方, 配電部門では 13.8 kV 配電線が Machala から Santa Rosa, Arenillas を経由して Huaquillas (ペルーとの国境) まで, 又 Pasaje 方面および El Guabo 方面も既に完成している。系統内を 69 kV 線で連系するのは今後の課題であり, 現在独立系統となっている Pinas, Zaruma 地区に対しては Machala から 1977 年迄に 69 kV 線で連系する予定である。

また, Naranjal は本来 Guayas - Los Rios 系統に属する地区であるが, Machala から電力を供給する予定であり, 1977 年までに 13.8 kV 線, 1978 年までに 69 kV 線で地域内連系を完成する計画である。更に Santa Isabel に対して Pasaje から 13.8 kV 線を延長し, 系統内に含めて行く計画である。以上, 述べた地域系統の電化計画の概要は, Table 5-6 および 5-7 に示すとおりである。

また, 地域系統において INECEL 案の電源プロジェクトに, 更に追加して行かねばならないものは Table 5-8 に示すとおりである。

Table 5-8 Generating Facilities to be added

Systems (Proposed project by the Mission)	Type	Installed capacity (MW)	Year of Completion
Guayas-Los Rios	Gas	21.5	Dec. 1976
Sur	Diesel	5.0	Dec. 1978
Sub-Total		26.5	
(Definite project)		181.62 (Refer to Table 5-7)	
Total		208.12	

第 6 章 需給バランス

6.1	需給バランスの考え方	60
6.1.2	既設発電設備の供給力	62
6.1.3	kWおよびkWh バランス	63

第 6 章 需給バランス

6.1 需給バランスの考え方

第 4 章において述べている電力需要想定値と、既設供給力およびすでに INECEL ならびに地域系統内の電気事業者において開発が決定されている供給力との過不足を調べ、追加すべき発電プロジェクトについて検討した。

各地域系統の電力需要の形態をみると、何れの系統も年間を通じて需要最大月は 12 月である。

従って、需給バランスの検討に当っては、需要最大月を 12 月とした。

一方、全国連系送変電計画が順次完成するまでは、9つの地域系統別に需給状況を調べ、全国連系送電線が完成し地域系統が連系されていく場合は、これらの地域系統は全国連系系統中に組み入れたものでバランスを検討するものとした。

既設発電所の供給力については次のように取扱った。すなわち、現在の既設発電設備 452.3 MW のうち 0.5 MW 以下の小容量のものが合計 32.2 MW (全体の 8.5%) あり、すでに老朽化して来ているので逐次廃止するものとする。したがって、今後利用可能な既設発電設備は、358.38 MW (水力 122.10 MW, 火力 236.73 MW) であり、その地域系統別の保有設備は、Table 6-1, その内訳は Appendix - A-2-(9)~(11) に示すとおりである。

Table 6 - 1 Existing Generating Facilities in Ecuador except for Facilities to be Retired

(Unit : kW)

System	Hydro	Steam	Diesel	Gas Turbine	Total
Norte	12,354	-	1,409	-	13,763
Pichincha	83,160	-	35,630	-	118,790
Centro-Norte	15,516	-	8,989	-	24,505
Centro-Sur	6,432	-	10,820	-	17,252
Sur	2,400	-	2,406	-	4,806
Esmeraldas	-	-	4,860	-	4,860
Manabi	-	-	23,160	-	23,160
Guayas-Los Rios	-	63,000	24,526	55,500	143,026
El Oro	2,234	-	6,432	-	8,666
Total:	122,096	63,000	118,232	55,500	358,828

全国連系系統としての需給バランスは、各地域系統の全国連系系統への連系が次に示す時期に行なわれることを前提に検討を加えた。

1976年末 ; Norte系統とPichincha系統のQuito地区およびCentro-Norte系統の3系統が連系される。

1978年8月 ; Guayas-Los Rios系統内のGuayaquil, Duran地区, Milagro, Bahoyo, Quevedoの各地区およびPichincha系統のSanto Domingo地区が全国連系系統に連系される。

1978年12月 ; Manabi系統およびGuayas-Los Rios系統のSanta, Elena地区が全国連系系統に連系される。

1979年12月 ; Centro-Sur系統が全国連系系統に連系される。

1980年12月 ; Esmeraldas系統, El Oro系統およびSur系統が連系され、全国連系系統の全体が完成する。

6・2 既設発電設備の供給力

エクアドルが現在所有している発電設備は合計 452.3 MW であり、このうち自家用分を除く、公共の電力会社、市町村、電化協同組合の所有分 376.2 MW (全国合計の 83.2%) につき、その特徴を調べ、月別の可能供給力を検討した。

一般に水力発電所は水文条件により影響され、渇水月には出力低下を来す。特に現有の水力は自流式が殆どであり、日間調整できる水力は 5 地点、その出力合計は 93.8 MW にすぎない。既設の水力発電所には貯水式はなく、例外なく渇水月には設備を 100% 活用できない。このような影響を地域系統別に検討した。その結果は Table 6-2 に示すとおりである。

Table 6-2 Supply Capability by Regional Systems

Regional System	Installed capacity (MW)			Supply capability in dry season (MW)			Supply capability in December (MW)		
	Hydro	Thermal	Total	Hydro	Thermal	Total	Hydro	Thermal	Total
(1) Norte	12,354	1,409	13,763	9.30	1.37	10.67	9.83	1.37	11.20
(2) Pichincha	23,160	35,630	118,790	66.54	34.57	101.11	82.20	34.57	116.77
Quito	23,160	31,475	114,635	66.54	30.54	97.08	82.20	30.54	112.74
San Domingo	-	4,155	4,155	-	4.03	4.03	-	4.03	4.03
(3) Centro-Norte	15,516	8,969	24,505	8.72	8.33	17.50	12.21	8.73	20.94
Esmeraldas	4,200	8,138	5,338	2.15	1.11	3.26	3.28	1.11	4.39
Ambato	4,128	3,000	7,128	3.09	2.91	5.00	2.09	2.91	5.00
Albarracín	4,438	3,720	10,158	3.95	3.61	7.56	6.16	3.61	9.77
Guano	450	775	1,425	0.50	0.75	1.25	0.80	0.75	1.35
Puyo	100	358	458	0.08	0.35	0.43	0.08	0.35	0.43
(4) Centro-Sur	6,432	10,470	17,252	4.91	10.50	15.41	4.91	10.50	15.41
(5) Sur	2,600	2,456	4,856	1.40	2.33	3.73	2.39	2.33	4.72
(6) Esmeraldas	-	4,850	4,850	-	4.71	4.71	-	4.71	4.71
(7) Manabí	-	20,800	20,800	-	19.98	19.98	-	19.98	19.98
(8) Guayas-Los Rios	-	143,028	143,028	-	138.74	138.74	-	138.74	138.74
Guayaquil, Durán	-	126,140	126,140	-	122.36	122.36	-	122.36	122.36
Bahía	-	8,240	8,240	-	2.17	2.17	-	2.17	2.17
Quevedo	-	2,768	2,768	-	2.68	2.68	-	2.68	2.68
Mitú	-	6,640	6,640	-	6.44	6.44	-	6.44	6.44
Santa Elena	-	3,240	3,240	-	5.09	5.09	-	5.09	5.09
(9) El Oro	2,334	6,432	8,666	0.81	6.24	7.05	0.81	6.24	7.05
Total:	122,096	134,752	358,828	91.73	127.17	318.90	112.35	227.17	339.52

6・3 kW および kWh バランス

地域系統別および全国連系系統について1975年から1984年までの需要状況について検討した。その結果は以下のとおりである。

(1) Norte 系統

既設設備の保証出力10.67 MWおよび開発が決定されているディーゼル2.5 MWのみでは、1977年には6.0 MWの供給力不足が生ずる。しかし、この時点ではIbarra-Quito 138 kV送電線によりQuito地区との連系が完成している予定であり、全国連系系統から受電できるので供給力不足の問題は生じない。

同時に、供給予備力も十分確保できるので老朽の小水力・火力は、保修が可能となり一部は廃止できる。

(2) Pichincha 系統

(Quito 地区)

Quito地区でみると、既設供給力112.74 MWと現在建設中の供給力35.13 MWとを合わせると合計147.87 MWをもつことができる。この供給力は1978年までの需要に対処できる出力であり、1979年以降についても全国連系系統から受電することにより問題はない。

(Santo Domingo 地区)

Santo Domingo地区は系統内にディーゼル発電設備の既設4.03 MW、新規3.74 MW合計7.77 MWの供給力をもつことができるので、1978年までの需要に対処できる。一方、1978年からは全国連系系統に組入れられるので、その後についても供給力不足の問題はない。

(3) Centro-Norte

(Latacunga 地区)

Latacunga地区は現在Illuchi 1, 1期水力に依存しており、洪水低下による影響を強くうけるため、既設供給力は5.34 MWから4.39 MWまで低下する。このため、現在においても供給力不足であり、現在決定している追加火力0.97 MWを加えても供給力合計は5.36 MWであり、2.17 MWの供給力不足が予想される。一方、1977年以降は全国連系系統内に組入れられるので供給力不足の心配はないが、1976年の不足に対しては対策を講ずる必要がある。

この対策としては、現在決定されている2.5 MWディーゼル(1976年12月完成予定)を一年繰上げて1975年末に完成させれば問題はないが、工期的にみて無理であり、一方Quito地区は1976年には十分余力があるので、転用可能なコンパクトタイプのディーゼル2.15 MW×1台を早期に転用する必要がある。

(Ambato 地区)

Ambato 地区は現在 7.13 MW の発電設備をもっているが、水力の渇水低下により 5.0 MW まで供給力が低下する。また、1975 年に完成する新規ディーゼル 5.82 MW を加えても供給力合計は 10.82 MW であり、1975、76 年は供給力不足がそれぞれ 0.64 MW、1.73 MW 生ずる。この不足に対する対策は工期の面からみて新規のディーゼルを手配することはすでに無理であり、やはり余力のある Quito 地区からディーゼル 2.15 MW × 1 台を早期に転用して 1976 年 12 月までの需要に対処させる必要がある。1977 年に入ると Quito との連系線および北部火力が完成するので、供給力不足の問題はなくなり、1978 年には Pisayambo 火力も稼働するので電力供給は安定した状態になる。

(Riobamba 地区)

Riobamba 地区の既設供給力は 9.77 MW である。しかし 1975、76 年にはそれぞれ 1.17 MW、2.86 MW の供給力不足が生ずるので、Quito 地区からコンパクトタイプディーゼル 2.15 MW × 2 台を転用して来ることが最も経済的対策であろう。

1977 年以降は全国連系系統に連系されるので問題はない。

(Guaranda 地区)

Guaranda 地区は、現有の設備および 1976 年完成予定のディーゼル 1.00 MW × 1 台で 1977 年までの電力需要に対処できる。

1978 年からは Riobamba と 69 kV 送電線で系統内連系が完成しているので問題はない。

(Puyo 地区)

Puyo 地区は、既設 0.43 MW と決定分ディーゼル 0.5 MW の供給力に対し、1975 年には 0.1 MW、1976 年には 0.19 MW が供給力不足となるので、0.5 MW のディーゼル火力により対処する。1977 年以降は系統内連系によって全国連系系統から受電する。

(4) Centro - Sur 系統

この系統は 1979 年末まで全国連系系統と連系されない。したがって、今後 5 年間に亘り、自己の系統内で電源を確保していく必要がある。現在の発電設備 17.62 MW に工事中のディーゼル 2.28 MW、1976 年中頃に完成予定のディーゼル 8.52 MW、更に 1977 年 8 月完成予定の Saucay 水力 8.0 MW があるので、1979 年末までの需要には対処できる。

1980 年以降は全国連系系統より受電する。

(5) Sur 系統

この系統が全国連系系統に連系されるのは 1980 年 12 月であり、今後 6 年間に亘り自己の系統内で電源を開発して行く必要がある。

現在の発電設備 4.72 MW に決定されているディーゼル火力の合計は 3.78 MW であり、これのみの設備では 1979、80 年の 2 年間に亘り供給力不足が生ずる。その不足量はそれ

ぞれ 2.21 MW, 4.39 MW であるので 1978 年 12 月 運開を目途に、ディーゼル 5.0 MW を追加投入する必要がある。

(6) Esmeraldas 系統

Esmeraldas 系統は既設発電設備 4.86 MW と、決定されているディーゼル 11.46 MW で 1980 年までの需要に対処できる。したがって、全国連系系統との連系は 1980 年 12 月 でよい。これまでの途中段階においては十分な予備力をもった状態となる。

(7) Manabi 系統

Manabi 系統が全国連系系統に連系されるのは 1978 年末である。したがって、今後 4 年間は自己の系統内の発電所で需要に対処する必要がある。現在、既設 19.98 MW, 1977 年中頃完成予定の 10.0 MW ディーゼルがあるので、この設備で 1979 年末までの需要に対処できる。1979 年以降は、全国連系系統から受電していくことになる。

(8) Guayas - Los Rios 系統

(Quayaquil - Duran 地区)

Quayaquil, Duran 地区においては、Quayaquil 火力 I 期 73 MW が投入される 1978 年 4 月までの需給状態が問題となる。

検討結果では Quayaquil 火力 I 期が入る一年前の 1977 年に約 3.27 MW の不足が生ずる。これは Quayaquil 火力 I 期の着工が予定よりもおくれたのが原因であり、対策を講ずる必要がある。この対策としては工期の面からみて、ガスタービンが短期間に完成できるので、ガスタービンを設置するものとする。また、予備力も考慮すると、現在建設中のガスタービンと同機種、同容量のものを採用することとし、21.5 MW × 1 台を 1976 年末までに新規投入する必要がある。

また、この追加ガスタービンが設置される地点は Duran 地区が適している。その理由は 1977 年に生ずる供給力不足は殆ど Duran 地区において生ずるものであり、また、同時に後述する Milagro 地区でも不足が生ずるので 69 kV 系統内連系送電線で電力融通するためにも、Duran 地区が地点として最適である。

(Milagro 地区)

この地区は、現在 6.5 MW のディーゼルを所有し、供給力不足状態にはないが、追加発電設備を考慮していないので 1976, 1977 年は供給力不足 3.94 MW, 11.79 MW を生ずる。1976 年の不足に対しては Babahoyo 地区に供給余力があるので、1975 年 12 月に完成する予定の 69 kV 系統内連系送電線で電力融通を受けることで対処できる。1977 年の不足については Babahoyo 地区に余力もなくなるので、前記の Duran 地区に追加する 21.5 MW ガスタービンより電力融通を受けるものとする。

このように、1976, 1977 年の両年に大きな供給力不足が発生する原因は、この地区に

灌漑排水計画が進行中であり、排水用ポンプの電力需要が予想されるためである。

(Babahoyo 地区)

Babahoyo 地区は現在異常な電力不足であり、この対策として1976年4月運開を目的にディーゼル火力12.5 MWの工事が進められている。

これが完成すると1977年末迄の電力需要に対処できる。1978年4月以降はGuayaquil火力1期が完成するので、全国系統より受電することができる。この時点ではGuayaquil - Milagro - Babahoyo - Quevedoが69 kV系統内連系送電線およびGuayaquil - Quevedo - Quito 230 kV全国連系送電線で連系されているので、電力融通をうけることは十分可能である。

(Quevedo 地区)

Quevedo地区は1975、1976年にそれぞれ0.8 MW、5.6 MWのディーゼル火力を投入する予定であり、1978年12月までは電力不足は生じない。一方、この地区は1978年12月にはQuito - Pascuales 230 kV送電線により全国連系系統に連系されるので、1979年以降は全国系統から受電することにより、需要に対処して行くことができる。

(Santa Elena 地区)

Santa Elena地区は自己の地区内にもっているディーゼル火力で、1977年まで需要に対処できるが、1978年には0.64 MWの供給力不足が生ずる。この対策としてはQuito地区から2.18 MWのディーゼル火力を転用することとし、1979年以降は、1978年12月までにPascuales, Santa Elena, 138 kV連系送電線を完成させることによりGuayaquil火力から電力融通をうけるものとする。

(9) El Oro 系統

この系統は自己の系統内にもつ発電所で、1980年までの電力需要に対処できる。この系統が全国連系系統に連系されるのは1980年12月であるので、1981年以降は全国系統から受電が可能となる。

全国連系送電計画は、1976年12月から順次連系が進み、1980年12月までに全国の連系が完成する予定である。以下年次別に全国連系系統における需給バランス状況を説明する。

1) 1977年には、北部系統のうちNorte, Pichincha, Centro - Norteの3地域系統が連系される。この連系された系統の1977年における電力需要は、175.20 MWであるのに対し、同連系系統がもつ供給力は219.96 MWであるので十分需要を賄うことができる。一方、新規電源としては1977年に北部火力30 MWが投入され、主にNorteおよびCentro - Norteの両系統に送電できる状況にある。従って44.76 MW、即ち、約25%の予備力をもつ形となるが、このうちには、早期補修を必要とする小水力および

老朽火力が含まれているので、実際の予備力としては15%の予備力を確保するとどまる。

2) 1978年には、上記系統にQuayas-Los Rios系統が全国系統に連系されるので、電力需要は442.63 MWに拡大される。これに対する供給力としてはPisayambo水力69.2 MWおよびQuayaquil火力I期73 MWが運転を開始するので、この時点における全国連系系統の供給力は合計580.35 MWとなる。その結果、予備力は137.72 MW(31.1%)となるが、これは全国系統対象の発電プロジェクト合計142.2 MWの運開初年度に当たるため、翌年からは逐次予備力は減少する。

この年度の供給力構成をみると、ガスタービンが101.1 MWあり、これがすべて予備力化していることを示している。

3) 1979年には、上記全国連系系統にManabi系統およびQuayas-Los Rios系統のSanta Elena地区が連系されるので、電力需要は535.41 MWに達する。一方、供給力はQuayaquil火力I期73 MWが投入されるので692.33 MWを持つことができる。

4) 1980年には、上記系統にCentro-Sur系統が全国連系系統に組入れられる。その結果、最大電力需要は638.06 MWに達する。一方、有効供給力は726.21 MWであり、予備力は見掛け88.15 MW(13.8%)になるが、翌1981年1月にはPaute I期200 MWが入るので、予備力15%を割るが心配はない。

5) 1981年には、上記系統にSur系統、Esmeraldas系統、El Oro系統の3系統が全国連系系統に組入れられ、全国連系系統全体が完成する。この完成により最大需要が、755.14 MWに達するのに対し新規供給力としてはPaute I期200 MW(1.2号機)が運開するので、予備力は218.50 MW(28.9%)となる。この年においてPaute I期の1号機のみ投入される場合は予備力が118.50 MW(15.7%)であり、2号機が運開を1年程度延ばしてもよいと云える。しかし、1982年1月までには2号機を投入する必要がある。

6) 1982年には、全国連系系統の電力需要が834.45 MWになる。これに対してPaute I期の3号機100 MWが同年8月に投入されるので供給力は1,073.64 MWになる。このため、予備力は239.19 MW(28.7%)となる。

7) 1983年には、電力需要が922.12 MWに達するのに対し、供給力はPaute I期の4号機を同年8月に投入することにより1,173.64 MWとなる。従って予備力は251.52 MW(27.3%)である。

8) 1984年には、電力需要が1,018.69 MWに達し、供給力はPaute I期の5号機が同年8月に投入されることにより、1,273.64 MWである。したがって予備力は254.95 MW(25.0%)となる。同年7月には電力需要986.5 MWであり、供給力は前年と同様

1,173.64 MWである。したがって予備力は187.14 MW（19.0%）となる。

以上、述べたそれぞれの需給バランスをTable 6-3～6-5, に示す。

Table 6 - 3 Demand and Supply Balance before Interconnection
with National Interconnected System (Firm kW) (2-3)

	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
Total	9.77	13.99								
Demand	10.94	12.63								
KW-balance	-1.17	1.36								
Guatemala										
Supply capacity	1.35	2.32								
Demand	1.38	1.66								
KW-balance	-0.03	0.66								
Puyo										
Supply capacity	0.43	0.43	0.43							
Existing		0.49	0.49							
New facility		0.29	0.29							
Transfer										
Total	0.43	1.21	1.21							
Demand	0.53	1.11	1.21							
KW-balance	-0.10	0.10	0							
(4) Centro-Sur										
Supply capacity	17.62	23.88	33.88	33.88	33.88					
Demand	14.11	16.01	24.01	27.57	31.21					
KW-balance	3.51	9.87	9.87	6.31	2.67					
(5) Sur										
Supply capacity	4.72	4.72	4.72	4.72	4.72	4.72				
Existing	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24				
New facility		2.43	2.43	2.43	2.43	2.43				
Total										
Demand	5.96	8.39	8.39	8.39	13.24	13.24				
KW-balance	5.50	6.42	7.23	8.33	10.60	12.78				
	0.46	1.97	1.16	0.06	2.64	0.46				
(6) Esmeraldas										
Supply capacity	10.01	15.83	15.83	15.83	15.83	15.83				
Demand	5.56	6.49	7.59	9.06	10.64	14.27				
KW-balance	4.45	9.34	8.24	6.77	5.19	1.56				
(7) Manabí										
Supply capacity	19.98	19.98	29.68	29.68						
Demand	13.74	17.33	20.96	23.72						
KW-balance	6.24	2.65	8.72	5.96						

Note: \checkmark Transfer from other system

Table 6 - 3 Demand and Supply Balance before Interconnection with National Interconnected System (Firm kW) (3-3)

	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
(8) Guayas-Los Rios										
Guayaquil, Duran										
Supply capacity	122.36	122.36	122.36	-	-	-	-	-	-	-
Existing	20.86	20.86	20.86	-	-	-	-	-	-	-
New facility	-	20.86	20.86	-	-	-	-	-	-	-
" (Proposed facility)	-	-	20.86	-	-	-	-	-	-	-
Total	143.22	144.08	177.09	-	-	-	-	-	-	-
Demand	135.87	150.70	167.35	-	-	-	-	-	-	-
KW-balance	7.35	13.38	9.74	-	-	-	-	-	-	-
Babahoyo										
Supply capacity	2.17	2.17	2.17	-	-	-	-	-	-	-
Existing	-	12.13	12.13	-	-	-	-	-	-	-
New facility	-	-	0.97	-	-	-	-	-	-	-
Total	-	-3.94	2/ -3.94	-	-	-	-	-	-	-
Demand	2.17	10.36	11.33	-	-	-	-	-	-	-
KW-balance	5.97	8.72	10.06	-	-	-	-	-	-	-
	-3.10	1.64	1.27	-	-	-	-	-	-	-
Milagro										
Supply capacity	6.44	6.44	6.44	-	-	-	-	-	-	-
Existing	-	3/ 3.94	4/ 11.79	-	-	-	-	-	-	-
Total	6.44	10.38	18.23	-	-	-	-	-	-	-
Demand	5.52	10.38	18.23	-	-	-	-	-	-	-
KW-balance	0.92	0	0	-	-	-	-	-	-	-
Quevedo										
Supply capacity	3.46	8.95	8.94	-	-	-	-	-	-	-
Existing	3.88	5.87	7.07	-	-	-	-	-	-	-
KW-balance	-0.42	3.08	1.88	-	-	-	-	-	-	-
Santa Elena										
Supply capacity	5.09	5.09	5.09	5.09	-	-	-	-	-	-
Existing	5.51	5.51	5.51	5.51	-	-	-	-	-	-
New facility	-	-	2.11	2.11	-	-	-	-	-	-
Transfer (from Quito)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	10.60	10.60	12.71	12.71	-	-	-	-	-	-
Demand	7.02	9.24	9.82	11.24	-	-	-	-	-	-
KW-balance	3.58	1.36	2.89	1.47	-	-	-	-	-	-
(9) El Oro										
Supply capacity	12.54	12.54	18.36	18.36	18.36	18.36	-	-	-	-
Existing	8.43	10.36	12.71	14.56	16.10	17.80	-	-	-	-
Demand	4.11	1.98	5.05	3.90	2.26	0.56	-	-	-	-
KW-balance										

Note: 1/ - 2/ Supply to Milagro
 2/ Received from Babahoyo
 3/ Received from Babahoyo and Guayaquil
 * Included to National Interconnected System.

Table 6 - 4 Demand and Supply Balance after Interconnection
with National Interconnected System

Unit: MW

	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
A. Demand											
(1) Norte	7.34	-	-	19.68	21.38	23.00	24.84	26.58	28.51	30.65	33.01
(2) Pichincha	89.24	-	-	117.08	135.60	151.41	169.35	189.27	211.32	235.71	262.67
Quito	36.92	-	-	117.08	129.77	144.27	160.55	178.00	198.28	220.49	245.46
Santo Domingo	2.32	-	-	-	5.83	7.14	8.80	10.67	13.04	15.22	17.21
(3) Centro-Norte	26.95	-	-	38.44	49.92	55.31	62.15	68.25	75.47	83.09	91.69
Latacunga & other cities	26.47	-	-	38.44	48.60	53.87	60.58	66.53	73.59	81.02	89.42
Puyo	0.48	-	-	-	1.32	1.44	1.57	1.72	1.88	2.07	2.27
(4) Centro-Sur	12.57	-	-	-	-	-	38.50	42.04	45.96	50.45	55.54
(5) Sur	4.41	-	-	-	-	-	-	14.92	17.51	19.97	22.55
(6) Esmeraldas	4.64	-	-	-	-	-	-	16.81	19.54	22.19	26.23
(7) Manabí	11.66	-	-	-	-	26.80	30.74	34.79	38.14	42.22	46.59
(8) Guayas-Los Ríos	135.97	-	-	-	235.73	278.89	312.42	342.64	375.88	413.22	453.01
Guayaquil & other cities	130.45	-	-	-	235.73	263.14	294.19	323.21	355.32	390.50	429.04
Santa Elena	5.52	-	-	-	-	15.75	18.23	19.43	20.56	22.72	23.97
(9) El Oro	6.98	-	-	-	-	-	-	19.84	22.12	24.62	27.40
Total	299.76	-	-	175.20	442.63	535.41	638.06	755.14	834.45	922.12	1,018.69
B. Supply capability											
	339.52	-	-	219.96	580.35	692.33	726.21	973.64	1,073.64	1,173.64	1,273.64
C. Supply reserve (B - A)											
	-	-	-	44.76	137.72	156.92	88.15	218.50	239.19	251.52	254.95
D. Reserve ratio (C/A) (%)											
	-	-	-	25.5	31.1	29.3	13.8	28.9	28.7	27.3	25.0

Table 6. - 5 Demand and Supply Balance in kWh

Unit: GWh

	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
A. Demand											
(1) Norte	23.65	-	-	101.68	107.51	112.48	118.13	123.67	129.77	136.63	144.31
(2) Pichincha	402.51	-	-	532.17	614.79	684.14	762.32	849.92	946.24	1,052.69	1,168.71
Quito	392.15	-	-	532.17	590.80	655.38	727.62	808.79	897.14	996.73	1,106.89
Santo Domingo	10.36	-	-	-	23.99	28.76	34.70	41.13	49.10	55.93	61.82
(3) Centro-Norte	98.73	-	-	147.54	202.34	222.26	248.77	271.89	299.68	327.96	359.61
Latacunga & other cities	97.16	-	-	147.54	198.03	217.55	243.62	266.25	293.51	321.19	352.18
Puyo	1.57	-	-	-	4.31	4.71	5.15	5.64	6.17	6.77	7.43
(4) Centro-Sur	47.87	-	-	-	-	-	143.83	157.07	172.13	189.20	208.37
(5) Sur	14.04	-	-	-	-	-	-	52.30	62.12	72.10	82.71
(6) Esmeraldas	15.28	-	-	-	-	-	-	76.41	87.27	98.99	118.09
(7) Manabí	43.69	-	-	-	-	110.00	128.75	143.47	158.89	175.27	192.84
(8) Guayas-Los Ríos	579.48	-	-	-	1,030.61	1,213.97	1,358.06	1,491.68	1,640.99	1,806.24	1,988.39
Guayaquil & other cities	563.15	-	-	-	1,030.61	1,146.06	1,278.18	1,406.55	1,549.73	1,706.24	1,882.18
Santa Elena	16.33	-	-	-	-	67.91	79.88	85.13	90.36	100.00	106.21
(9) El Oro	22.39	-	-	-	-	-	-	71.32	80.76	91.37	103.34
Total	1,247.64	-	-	781.39	1,955.25	2,342.85	2,759.86	3,237.73	3,576.95	3,950.42	4,366.37
B. Supply capability											
Hydro	-	-	-	1,551.26	4,317.96	5,298.84	5,579.97	7,738.21	7,738.21	8,470.21	8,836.21
Thermal	-	-	-	572.69	766.00	766.00	863.42	2,634.21	3,000.21	3,366.21	3,732.21
Total	-	-	-	978.57	3,551.96	4,532.84	4,716.55	5,104.00	5,104.00	5,104.00	5,104.00

第 7 章 長期電力開発計画の評価

7.1	Paute 水力および全国連系送変電計画の評価	74
7.1.1	7.1.1 考慮した代案	74
7.1.2	7.1.2 比較の方法	74
7.1.3	7.1.3 比較結果	76
7.2	1985年以降の発電プロジェクト	79
7.2.1	7.2.1 1985～1990年の電力需要想定	79
7.2.2	7.2.2 新規プロジェクト投入の考え方	79
7.2.3	7.2.3 発電プロジェクト	79
7.2.4	7.2.4 開発順位の検討	82
7.2.5	7.2.5 開発順位の比較	83
7.3	全国連系系統と地域系統との連系時期	87
7.3.1	7.3.1 前提条件	87
7.3.2	7.3.2 検討結果	87
7.3.3	7.3.3 経済比較のための諸元および資料	90
7.4	全国連系送変電計画の系統解析	94
7.4.1	7.4.1 概 要	94
7.4.2	7.4.2 電圧調整	95
7.4.3	7.4.3 過渡安定度	102
7.4.4	7.4.4 短絡容量	107

第 7 章 長期電力開発計画の評価

7・1 Paute 水力および全国連系送変電計画の評価

長期電力開発計画の策定に当っては、ここで立案された計画が他の代案に比較して有利であるのか否かについての検討、すなわち、評価が行なわれなければならない。

その方法としては、全く白紙の状態から今回の長期電力開発計画の評価がなされるべきものであると考えるが、先にも述べたとおり、長期電力開発計画は既存の長期計画に基づいて進んでいるので、今回の長期計画は次に述べる代案と比較を行なった。

7・1・1 考慮した代案

Paute 水力および全国連系送変電計画と比較されるべき代案の構成は、次のとおりである。

- I) 全国連系送変電設備は建設されない。
- II) Paute 水力は建設されない。
- III) 北部火力、Pisayambo 水力および Quayaquil 火力は、第 5 章に述べた時点で運転開始する。
- IV) Quito を中心とする Pichincha 系統、Norte 系統および Centro - Norte 系統の電源として、Santo Domingo に 50 MW ユニットの重油専焼火力を新設し、需要の増大に伴ない、同容量のユニットを増設するものとする。
- V) Quayaquil を中心とする Guayas - Los Rios 系統 (Santa Elena 地区を除く) の電源として Quayaquil に 75 MW ユニットの重油専焼火力を新設し、需要の増大に応じて同容量のユニットを増設するものとする。

7・1・2 比較の方法

比較方法としては、Paute 水力発電所および全国連系送変電設備を建設して、電力を供給する場合と、上述のように Santo Domingo および Quayaquil に代替設備として重油専焼火力を建設して電力を供給する場合について所要年経費の比較を行った。比較条件としては、

- I) 重専火力の設備出力は、Paute 水力 500 MW の出力に見合う予備力を考慮した 625 MW とした。
- II) Paute 水力の建設費および年経費は第 8 章で述べる値を用いた。
- III) 代替設備としての重専火力の建設費および年経費は Table 7-1, 7-2 に示すとおりである。
- IV) 全国連系送変電設備の建設費および年経費は、第 8 章に述べる値を使用した。
- V) 年経費は Quayaquil に重専火力が運転開始する 1980 年から 25 年間について算出し、原案と代案の建設時期のズレを考慮して比較するため、1980 年に換算した。

Table 7 - 1 Construction Cost and Annual Cost of Oil-burning Thermal Plants in Sistema Norte, Pichincha and Centro-Norte

N	Year	Requirement		Installed Capacity		Annual Cost		Present Factor Value in 1980 (10 ³ US\$)	Present Factor Value in 1980 (10 ³ US\$)
		Power (MW)	Energy (GWh)	Capacity (MW)	Capacity (MW)	Fixed (10 ³ US\$)	Variable (10 ³ US\$)		
1	1980	-	-	-	-	-	-	0.909	-
2	1981	-	-	-	-	-	-	0.826	-
3	1982	18.0	21.3	50	7.445	266	5.791	0.751	5.791
4	1983	52.1	162.9	100	12.470	2.036	9.906	0.683	9.906
5	1984	90.7	318.2	100	12.470	3.978	10.198	0.620	10.198
6	1985	128.8	485.5	150	17.495	6.069	13.290	0.564	13.290
7	1986	171.5	669.4	200	22.520	8.368	15.846	0.513	15.846
8	1987	218.3	871.8	250	27.545	10.898	17.914	0.466	17.914
9	1988	218.3	871.8	250	27.545	10.898	16.300	0.424	16.300
10	1989	218.3	871.8	250	27.545	10.898	14.800	0.385	14.800
		ditto	ditto	ditto	ditto	ditto	ditto	38.443 x	
		ditto	ditto	ditto	ditto	ditto	ditto	7.606 x 0.385	
24	2003	218.3	871.8	250	27.545	10.898			
25	2004	218.3	871.8	250	27.545	10.898			
Total									216.018

Unit construction cost per kW : US\$670/kW
 Fuel consumption per kWh : 263 gr/kWh
 Fuel price of heavy oil C : US\$47.4/ton
 Variable cost per kWh : 12.5 mills/kWh
 Fixed cost ratio : 15%
 Transmission line and transforming facilities
 Annual cost ratio : 13.3%
 Construction cost (Sto. Domingo - Sta. Rosa) : 18.200 x 10³US\$
 Annual cost : 2.420 x 10³US\$

Table 7 - 2 Construction Cost and Annual Cost of Oil-burning Thermal Plants in Sistemas de Guayas- Los Rios without Santa Elena

N	Year	Requirement		Installed Capacity		Annual Cost		Present Factor Value in 1980 (10 ³ US\$)	Present Factor Value in 1980 (10 ³ US\$)
		Power (MW)	Energy (GWh)	Capacity (MW)	Capacity (MW)	Fixed (10 ³ US\$)	Variable (10 ³ US\$)		
1	1980	18.0	68.4	75	5.963	807	5.509	0.909	5.509
2	1981	47.0	196.8	75	5.963	2.322	6.843	0.826	6.843
3	1982	79.1	339.9	150	11.926	4.010	11.968	0.751	11.968
4	1983	114.3	496.4	150	11.926	5.856	12.145	0.683	12.145
5	1984	152.8	672.4	225	17.889	7.934	16.010	0.620	16.010
6	1985	195.7	860.6	225	17.889	10.155	15.817	0.564	15.817
7	1986	242.9	1,067.7	300	23.852	12.599	18.699	0.513	18.699
8	1987	294.8	1,295.4	375	29.815	15.286	21.017	0.466	21.017
9	1988	294.8	1,295.4	375	29.815	15.286	19.123	0.424	19.123
10	1989	294.8	1,295.4	375	29.815	15.286	17.304	0.385	17.304
		ditto	ditto	ditto	ditto	ditto	ditto	45.101 x	
		ditto	ditto	ditto	ditto	ditto	ditto	7.606 x 0.385	
24	2003	294.8	1,295.4	375	29.815	15.286			
25	2004	294.8	1,295.4	375	29.815	15.286			
Total									329.040

Unit construction cost per kW: US\$530/kW
 Fuel consumption per kWh : 248 gr/kWh
 Fuel price of heavy oil C : US\$47.4/ton
 Variable cost per kWh : 11.8 mills/kWh
 Fixed cost ratio : 15%

7.1.3 比較結果

原案と代案の年経費は次のとおりである。

原案：Paute水力および全国連系

送変電設備による電力の供給 US \$ 439.5 × 10⁶

代案：代替重油専焼火力による

電力の供給 US \$ 585.7 × 10⁶

以上の結果から、Paute水力および全国連系送変電設備を建設して電力を供給する計画、すなわち、本報告書において提案された計画の方が全国連系送変電設備を建設しない代案より経済的に優れており、25年間における費用の差はUS\$ 146.2 × 10⁶になる。

なお、発生電力量、その他の計算データはTable 7-1 からTable 7-5 に示すとおりである。

Table 7-3 Interconnected Power System with Paute Power Plant

N	Year	Requirement		Installed Capacity (MW)	Annual Cost		Present Factor (i=10%)	Present Value in 1980 (10 ³ US\$)
		Power (MW)	Energy (GWh)		Paute P.P. (10 ³ US\$)	Trans. line (10 ³ US\$)		
1	1980	-	-	-	-	-	0.909	-
2	1981	33.8	87.9	100	30,528	15,335	0.826	37,883
3	1982	97.1	361.2	100	30,528	15,335	0.751	34,443
4	1983	166.4	659.3	200	33,432	15,335	0.683	33,308
5	1984	242.9	990.6	300	36,336	15,335	0.620	32,036
6	1985	324.5	1,346.1	400	39,240	15,335	0.564	30,780
7	1986	414.4	1,737.1	500	42,144	15,335	0.513	29,487
8	1987	513.1	2,167.2	500	42,144	15,335	0.466	26,785
9	1988	513.1	2,167.2	500	42,144	15,335	0.424	24,371
10	1989	513.1	2,167.2	500	42,144	15,335	0.385	22,129
		ditto	ditto	ditto	ditto	ditto	57,449 x	
							7.606 x 0.385	
24	2003	513.1	2,167.2	500	42,144	15,335		= 168,228
25	2004	513.1	2,167.2	500	42,144	15,335		
		ditto	ditto	ditto	ditto	ditto		
49	2028	513.1	2,167.2	500	42,144	15,335	-	-
50	2029	513.1	2,167.2	500	42,144	15,335	-	-
Total		-	-	-	-	-		439,450

Table 7 - 4

Discount rate (i) : 10.0%

Paute Hydro Power Station

Annual cost ratio : 12.1%

Transmission line and transforming facilities

Annual cost ratio : 13.3%

(1) Annual cost of Paute Hydro Power Station

Installed capacity	Annual cost
100 MW	30,528 x 10 ³ US\$
200 MW	33,432 x 10 ³ US\$
300 MW	36,336 x 10 ³ US\$
400 MW	39,240 x 10 ³ US\$
500 MW	42,144 x 10 ³ US\$

(2) Transmission line and transforming facilities

Section	Construction cost (10³US\$)	Annual cost (10³US\$)
Paute - Pasucuales	60,600	8,060
Pasucuales - Quito	54,700	7,275
Total	115,300	15,335

Table 7 - 5 KW and KWh Balance for Alternative Thermal Power Plants

	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987
Peak demand													
Sistema Norte (MW)	8.2	29.6	101.7	107.5	112.5	118.1	123.7	129.8	136.6	144.3	158.7	174.6	192.1
" Pichincha (MW)	97.9	108.8	121.7	135.6	151.4	169.4	189.3	211.3	235.7	262.7	286.9	317.8	349.6
" Centro-Norte (MW)	31.2	35.5	39.7	49.9	55.3	62.2	68.2	75.3	83.1	91.7	100.9	111.1	122.1
Sub-total	137.3	153.4	181.1	206.9	229.7	256.4	284.1	315.3	349.4	387.4	426.1	468.8	515.6
Energy demand													
Sistema Norte (GWh)	26.4	29.6	101.7	107.5	112.5	118.1	123.7	129.8	136.6	144.3	158.7	174.6	192.1
" Pichincha (GWh)	442.0	492.8	551.7	614.8	684.1	762.3	849.9	946.2	1,052.7	1,168.7	1,285.6	1,414.1	1,555.5
" Centro-Norte (GWh)	115.8	134.4	151.5	202.3	222.3	248.8	271.9	299.7	328.0	358.6	395.6	435.1	478.6
Sub-total	584.2	656.8	804.9	924.6	1,018.9	1,129.2	1,245.5	1,375.7	1,517.3	1,672.6	1,839.9	2,023.8	2,226.2
Available supply capability by existing and new power plant													
Dependable power (MW)	-	-	230.8	297.3	297.3	297.3	297.3	297.3	297.3	297.3	297.3	297.3	297.3
" energy (GWh)	-	-	1,279.2	1,335.9	1,354.4	1,354.4	1,354.4	1,354.4	1,354.4	1,354.4	1,354.4	1,354.4	1,354.4
Difference (MW)	-	-	49.7	90.4	67.6	40.9	15.2	-18.0	-52.1	-90.1	-128.8	-171.5	-218.3
" (GWh)	-	-	474.3	411.3	335.5	225.2	108.9	-21.3	-162.9	-318.2	-485.5	-669.4	-871.8
Peak demand without Santa Elena													
Sistema Guayas-Loe Rios (MW)	150.3	184.9	212.5	247.0	278.9	312.4	342.6	375.9	413.2	453.0	498.3	548.1	602.9
" Santa Elena (MW)	7.0	9.2	9.8	11.2	15.8	18.2	19.4	20.6	22.7	24.0	26.4	29.0	31.9
Sub-total	151.3	175.7	202.7	235.8	263.1	294.2	323.2	355.3	390.5	429.0	471.9	519.1	571.0
Energy demand without Santa Elena													
Sistema Guayas-Loe Rios (GWh)	679.4	793.7	917.7	1,071.9	1,214.0	1,358.1	1,491.7	1,640.1	1,806.2	1,988.4	2,187.2	2,405.9	2,646.5
" Santa Elena (GWh)	22.4	32.7	35.3	41.3	67.9	79.9	85.1	90.4	100.0	106.2	116.8	128.4	141.3
Sub-total	657.0	761.0	862.4	1,050.6	1,146.1	1,278.2	1,406.6	1,549.7	1,706.2	1,882.2	2,070.4	2,277.5	2,505.2
Available supply capability by existing and new power plants													
Dependable power (MW)	-	-	276.2	276.2	276.2	276.2	276.2	276.2	276.2	276.2	276.2	276.2	276.2
" energy (GWh)	-	-	1,209.8	1,209.8	1,209.8	1,209.8	1,209.8	1,209.8	1,209.8	1,209.8	1,209.8	1,209.8	1,209.8
Difference (MW)	-	-	73.5	40.4	13.1	-18.0	-47.0	-79.1	-114.3	-152.8	-195.7	-242.9	-294.8
" (GWh)	-	-	327.4	179.2	63.7	-68.4	-196.8	-339.9	-496.4	-672.4	-860.6	-1,067.7	-1,295.4
Interconnected power system with Paute Hydro Power Plant													
Difference (MW)	-	-	123.2	130.8	80.7	22.9	-33.8	-97.1	-166.4	-242.9	-324.5	-414.4	-513.1
" (GWh)	-	-	801.7	590.5	399.2	154.8	-87.9	-301.2	-659.3	-990.6	-1,346.1	-1,737.1	-2,167.2

Growth rate from 1985 = 10%/year

7・2 1985年以降の発電プロジェクト

7・2・1 1985～1990年の電力需要想定

1985年以降は、電力、電力量ともに10.5%で伸びるものと予想され、1984年をベースとして1990年までの電力需要を想定すると、Table 7-6に示すとおりである。

Table 7 - 6 Load Forecast from 1985 to 1990

Year	Max. demand (MW)	Energy demand (GWh)
1984	1,018.7	4,366.4
1985	1,125.7	4,831.8
1986	1,243.9	5,339.1
1987	1,374.5	5,899.7
1988	1,518.8	6,519.2
1989	1,618.3	7,203.7
1990	1,857.6	7,954.9

7・2・2 新規プロジェクト投入の考え方

1984年までに全国系統に投入される発電プロジェクトは、北部地域では99.2MW、南部地域で646.0MWと、一方的に南部に偏在している。1985年以降は、電源の適正配置を考慮し北部地域に電源を求めることとした。すなわち、需要の配分は、北部地域が40%、南部地域が60%であるが、Paute水力を含む今回の計画では、需要に比して南部に電源が集中している為、北部向け電力が多くなり、送電容量の限界がある為連系送電線の増強が必要となる。また、電源が一方にのみ偏在することは、全国連系送電線に事故が発生した場合、電源のない需要端は全停になる恐れもある。したがってPaute水力1期の次に選定すべき発電プロジェクトは北部地域に、しかも現在計画されている全国連系送電線の近傍に求めることが経済的であり、系統運用上有利であると判断される。

7・2・3 発電プロジェクト

北部地域において、INECELが現在まで調査して来ている水力プロジェクト、今回調査団が調査した水力プロジェクトおよびその代案となる火力プロジェクトはTable 7-7に示すとおりである。

Table 7 - 7 Generation Project under Investigation

Project	Installed Capacity (MW)	Energy Production (GWh)	Performance
Toachi 1st stage	225 (300)	752	Under investigation for definite study
Guayllabamba No.1	210 (420)	1,435	Proposed by the Mission
Montufar	150	438	Feasibility study was completed in 1974
Guayllabamba No.2	100	432	Proposed by the Mission
Guayllabamba No.3	220	889	Proposed by the Mission
Sto, Domingo thermal (Steam)	300 (100 x 3)	1,738	Proposed by the Mission as alternative

Note: Figures in parenthesis indicate final output of power stations

上記プロジェクトの計画諸元および経済比較は Table 7-8 に示すとおりである。

このほかに、INECEL が実施中のものに Coca 水力プロジェクトがあるが、今後の調査にまつべき重要事項があるので今回の候補地点には含めなかった。

Table 7 - 8 Economic Comparison of the Projects to be installed after Completion of Paute Project

Project	Toachi 1st stage		Guayllabamba No.1		Montufar		Sto. Domingo thermal		Guayllabamba No.2		Guayllabamba No.3	
	Dam	Dam	Dam	Dam	Dam	Dam	Dam	Dam	Dam	Dam	Dam	Dam
Installed capacity (MW)	225	75 x 3 units	420	105 x 4 units	150	50 x 3 units	300	100 x 3 units	100	220		
Annual energy production (GWh)	1,358		1,883.5		562		1,738.4		431.6	889.4		
	F 752		F 1,485.0		F 438		F 1,340.9		F 340.9	F 606.2		
	S 606		S 448.5		S 124		S 90.7		S 90.7	S 183.2		
Construction cost (X10 ³ US\$)												
Generation	228,000		338,000		126,000		117,800		60,000			184,000
Transmission and transforming	25Km 230KV 2cct 2,250		50Km 230KV 2cct 4,500		50Km 138 KV 2cct 3,250		20Km 230KV 2cct 1,800		4.5Km 230KV 2cct 410			13Km 230KV 2cct 1,170
Total	230,250		342,500		129,250		119,600		60,410			185,170
Unit construction cost generating end												
per kW (US\$)	1,013.3		804.8		840		392.7		600			836.7
per kWh (US\$)	0.168		0.179		0.224		0.068		0.139			0.207
Annual cost (10 ³ US\$)	29,344		43,500		16,216		34,790		7,722			23,681
per kWh (US\$)	0.0216 (0.0390)		0.0234 (0.0303)		0.0289 (0.0370)		0.0200		0.0179 (0.0227)			0.0266 (0.0391)
Unit construction cost at receiving end												
per kW (US\$)	1,023.3		815.5		861.7		398.7		604.1			841.7
per kWh (US\$)	0.170		0.182		0.230		0.069		0.140			0.208
Annual cost (10 ³ US\$)	29,671		44,155		16,689		35,052		7,780			23,851
per kWh (US\$)	0.0218 (0.0395)		0.0234 (0.0308)		0.0300 (0.0381)		0.0202		0.0180 (0.0228)			0.0268 (0.0393)

Note: Figures in parenthesis indicate unit energy cost evaluated only by firm energy

7.2.4 開発順位の検討

1985 年以降開発されるべき発電プロジェクトについて、Table 7-9 に示すとおりその開発順位を次の 6 ケース考え、何れが最適順位かを検討する。

Table 7-9 Combination of the Project to be Developed In and after 1985

Project	Stage	Installed capacity (MW)	Year of completion	Project	Stage	Installed capacity (MW)	Year of completion
(Case 1)				(Case 4)			
Thermal Sto. Domingo	No. 1 Unit	100	Dec. 1985	Hydro Guayllabamba No.1	No. 1 Unit	105	Dec. 1985
" "	No. 2,3 Units	200	Dec. 1986	" "	No. 2,3 Units	210	Dec. 1986
Hydro Toachi	1st No. 1,2 Units	150	Dec. 1987	" "	No. 4 Unit	105	Dec. 1987
" "	1st No. 3 Unit	75	Dec. 1988	Thermal Sto. Domingo	No. 1,2 Units	200	Dec. 1988
Hydro Guayllabamba No.1	No. 1,2 Units	210	Dec. 1989	" "	No. 3 Unit	100	Dec. 1989
Total		735		Hydro Toachi	1st No. 1 Unit	75	Dec. 1989
				Total		795	
(Case 2)				(Case 5)			
Hydro Toachi	1st No. 1,2 Units	150	Dec. 1985	Thermal Sto. Domingo	No. 1 Unit	100	Dec. 1985
" "	1st No. 3 Unit	75	Dec. 1986	" "	No. 2,3 Units	200	Dec. 1986
Thermal Sto. Domingo	No. 1 Unit	100	Dec. 1986	Thermal Guayaquil	No. 1 Unit	125	Dec. 1987
" "	No. 2 Unit	100	Dec. 1987	" "	No. 2 Unit	125	Dec. 1988
" "	No. 3 Unit	100	Dec. 1988	" "	No. 3,4 Units	250	Dec. 1989
Hydro Guayllabamba No.1	No. 1,2 Units	210	Dec. 1989	Total		800	
Total		735					
(Case 3)				(Case 6)			
Hydro Guayllabamba No.1	No. 1 Unit	105	Dec. 1985	Thermal Sto. Domingo	No. 1 Unit	100	Dec. 1985
" "	No. 2,3 Units	210	Dec. 1986	" "	No. 2,3 Units	200	Dec. 1986
" "	No. 4 Unit	105	Dec. 1987	Hydro Guayllabamba No.1	No. 1 Unit	105	Dec. 1987
Hydro Toachi	1st No. 1,2,3 Units	225	Dec. 1988	" "	No. 2,3 Units	210	Dec. 1988
Thermal Sto. Domingo	No. 1,2 Units	200	Dec. 1989	" "	No. 4 Unit	105	Dec. 1989
Total		845		Hydro Toachi	1st No. 1 Unit	75	Dec. 1989
				Total		795	

7・2・5 開発順位の比較

以上6ケースについて、投入時点を想定し、既設分を含めた全系統の年間経費を1985年時点の価値に換算し、経済性を比較した。その検討結果はTable 7-10のとおりである。

Table 7 - 10 Order of Development

	Order of Development	Accumulated present annual cost in 1985 10 ³ US\$	Order
1	Thermal - Toachi - Guayllabamba No. 1 (300MW) (225MW) (210MW)	665,586	2
2	Toachi - Thermal - Guayllabamba No. 1 (225MW) (300MW) (210 MW)	679,720	6
3	Guayllabamba No. 1 - Thermal - Toachi (420MW) (300MW) (75MW)	671,663	5
4	Guayllabamba No. 1 - Thermal - Toachi (420MW) (300MW) (75MW)	669,315	4
5	Thermal - Thermal (300MW) (500MW)	635,414	1
6	Thermal - Guayllabamba No. 1 - Toachi (300MW) (420MW) (75MW)	667,460	3

以上の結果からみて、ケース5、すなわち、火力 300 MW + 500 MW を投入する場合が最も経済性が高いことを示している。反面、最も悪い場合はケース2であり、ケース5との差は6.5%である。

1985年以降の電源をケース5で示したとおり、すべて火力発電によって賄なう場合、エクアドル国における石油生産計画のうち、その精製能力について検討の必要がある。すなわち、エクアドル国内で精油されるC-重油の面からみると、現在建設中のEsmeraldas精油所では、日産5万バレルが精製される。そのうち20%に相当する1万バレルがC-重油であり、年産300万バレルに相当する。これをすべて火力発電所に使用するものとすれば、北部火力(30MW)、Quayaquil火力(146MW)に使用した残り量では、約300MW程度の火力発電所をまかなえる程度にしかすぎない。従って、300MW以上の火力発電所を追加する場合は、あらためて燃料対策が必要である。

この燃料ならびに水資源の有効活用という面から、今回検討した長期計画の後半に見込む必要のある新規プロジェクトについては、経済性の面ではケース5より劣るが、水力を含む経済性では、一番すぐれているケース1、すなわち、火力(300MW)、Toachi 1期(225MW)、Guayllabamba No 1 1期(210MW)の順序で投入する計画案を採用し、資金計画に計上するものとした。ケース1のINECEL および各電力会社発生電力量分担表ならびにINECEL全国系統の年経費算定表をTable 7-11, 7-12に示す。又Fig 7-1に1985年以降の発電プロジェクト投入計画を示す。

Table 7 - II Energy to be Generated by Electric Utilities from 1984 to 1990 Unit: GWH

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
Demand in MW	1,018.70	1,125.66	1,243.86	1,374.46	1,518.78	1,678.25	1,857.55
Demand in GWH	4,366.36	4,881.78	5,339.14	5,899.73	6,519.21	7,203.72	7,954.95
Hydro							
Private utilities	688.29						
Plasayambo (76.2 MW)	212.00	3,750.29	3,750.29	3,750.29	3,750.29	3,750.29	3,750.29
Paute (500 MW)	2,850.00						
Toachi (225 MW)	-	-	-	-	752.00 (150.00)	752.00 (225.00)	752.00 (225.00)
Guayllabamba (420 MW)	-	-	-	-	-	-	941.70 (210.00)
Total	3,750.29 (692.70)	3,750.29 (692.70)	3,750.29 (692.70)	3,750.29 (692.70)	4,502.29 (842.70)	4,502.29 (917.70)	5,443.99 (1,127.70)
Thermal							
Private utilities	123.00	395.41	421.14	186.67	237.24	405.08	293.45
Norte thermal	498.36 (176.00)	686.08 (176.00)	655.25 (176.00)	477.95 (176.00)	439.40 (176.00)	601.29 (176.00)	601.29 (176.00)
Guayaquil thermal	-	-	512.46 (100.00)	1,484.82 (300.00)	1,340.28 (300.00)	1,695.06 (300.00)	1,616.22 (300.00)
Proposed projects							
Total	616.36 (326.00)	1,081.49 (432.96)	1,588.85 (551.16)	2,149.44 (681.76)	2,016.92 (676.08)	2,701.43 (760.55)	2,510.96 (729.85)

Note: Figures in parenthesis indicate installed capacity

Table 7 - 12 Annual Cost of Power Facilities of National Interconnected System

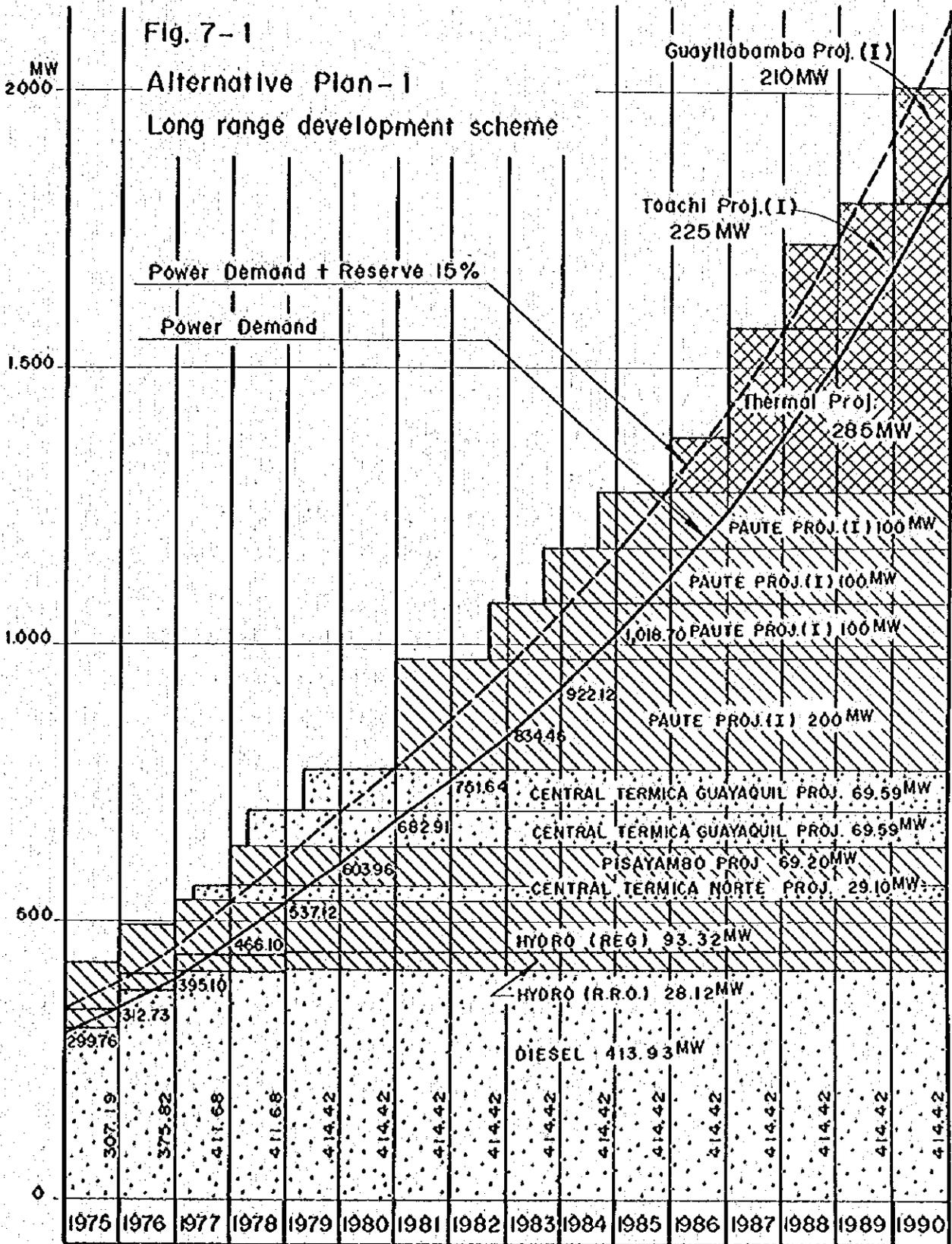
Unit: 10⁶US\$

Item	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
(1) Hydro																
Private utilities	8,394	8,394	9,023	8,829	8,829	8,829	8,829	8,829	8,829	8,829	8,829	8,829	8,829	8,829	8,829	8,829
INECEL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pisayambo (76.2MW)	-	-	-	-	9,009	9,009	9,009	9,009	9,009	9,009	9,009	9,009	9,009	9,009	9,009	9,009
Paute (200-500MW)	-	-	-	-	-	-	42,124	43,024	43,925	44,826	44,826	44,826	44,826	44,826	44,826	44,827
Toachi (225MW)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28,803	29,344
Guayabamba (420MW)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	41,699
Sub-total	8,394	8,394	9,023	17,838	17,838	17,838	59,962	60,862	61,763	62,664	62,664	62,664	62,664	62,664	92,008	133,707
(2) Thermal																
Private utilities	15,463	18,884	20,688	20,688	20,821	20,821	20,821	20,821	20,821	20,821	20,821	20,821	20,821	20,821	20,821	20,821
INECEL	(22,255)	(27,491)	(32,680)	(26,253)	(29,742)	(30,550)	(4,758)	(3,415)	(3,201)	(3,309)	(10,637)	(11,329)	(5,021)	(6,382)	(10,897)	(7,894)
Notte-thermal	-	-	3,344	3,344	3,344	3,344	3,344	3,344	3,344	3,344	3,344	3,344	3,344	3,344	3,344	3,344
			(1,959)	(1,866)	(1,866)	(1,866)										
Guayaquil thermal	-	-	-	4,893	9,110	9,110	12,454	12,454	12,454	12,454	12,454	12,454	12,454	12,454	12,454	12,454
				(3,593)	(5,390)	(3,983)	(4,960)	(5,241)	(5,428)	(5,969)	(6,329)	(7,955)	(5,802)	(5,334)	(7,300)	(7,300)
Proposed projects	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,615	16,845	16,845	16,845	16,845
												(6,006)	(17,402)	(15,708)	(19,866)	(18,942)
Sub-total	15,463	18,884	24,032	28,925	33,275	33,275	33,275	33,275	33,275	33,275	33,275	33,275	33,275	33,275	50,120	50,120
	(22,255)	(27,491)	(34,639)	(31,712)	(36,998)	(41,399)	(9,718)	(8,656)	(8,629)	(9,298)	(18,966)	(25,290)	(28,225)	(27,424)	(38,063)	(34,136)
Total (1 + 2)	23,857	27,278	33,055	46,763	51,113	51,113	93,237	94,137	95,036	95,939	95,939	101,554	112,784	141,587	142,128	183,827
	(22,255)	(27,491)	(34,639)	(31,712)	(36,998)	(41,399)	(9,718)	(8,656)	(8,629)	(9,298)	(18,966)	(25,290)	(28,225)	(27,424)	(38,063)	(34,136)
Present value in 1985	46,112	54,769	67,694	78,475	88,111	92,512	102,955	102,793	103,667	105,237	114,905	126,844	141,009	169,011	180,191	217,963
Total present value from 1985 to 1990	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	104,460	104,830	105,942	115,436	111,884	123,034
																665,586

Note: Figures in parenthesis indicate fuel cost of the thermal power plants

Fig. 7-1

Alternative Plan - I
Long range development scheme



7・3 全国連系系統と地域系統との連系時期

Paute水力発電所、1期工事の設備出力は500 MWであり、1984年までに完成する予定である。この出力は、同年のエクアドル全体の設備出力の40%を占める。したがってPaute水力の電力はPauteからGuayaquil経由Quito間に建設される230 kV全国連系送電線および138 kV分岐送電線によって、9つに分けられた地域系統に供給することが可能である。そこで、各地域系統の現有設備ならびに需要の大きさを勘案し、全国連系系統とこの地域系統の連系時期を検討した。

7・3・1 前提条件

230 kV全国連系送電線のうち、Quito - Guayaquil間はずでに入札が実施され、1978年6月には完成する予定であり、一方Norte, Pichincha, Centro - Norte系統に対する138 kV分岐線も現在工事中であるため、これにPaute水力の主要需要地であるGuayaquil地区を除いた5 - 系統、2 - 地区についてその連系時期の検討を行なうものとした。

検討方法は、Paute水力の電力を全国連系送電線を経て、需要地点まで供給する場合の分岐送電線末端に設けられる2次変電所(138/69 kV)出口における電力コストと、代替発電設備としてのディーゼル発電所における発電コストとを毎年の電力需要について比較し、分岐送電線から受電した方が安くなる時点をもって連系時期を定めた。

2次変電所における電力コストの算出方法は、Paute水力発電所の耐用年数間の平均発電コスト15.8 mills/kWhに230 kV連系送電設備の送変電経費6.3 mills/kWhを加え、地域系統と連系するための(230/138 kV)変電所地点での原価を22.1 mills/kWhと定めた。この22.1 mill/kWhに各地域系統内の需要地中心に建設される(138/69 kV)変電所までの138 kV送電線の送電経費を加算し、連系送電線よりの受電電力コストとした。

発電コスト算出に用いた諸元および資料は7・3・3に述べるとおりである。

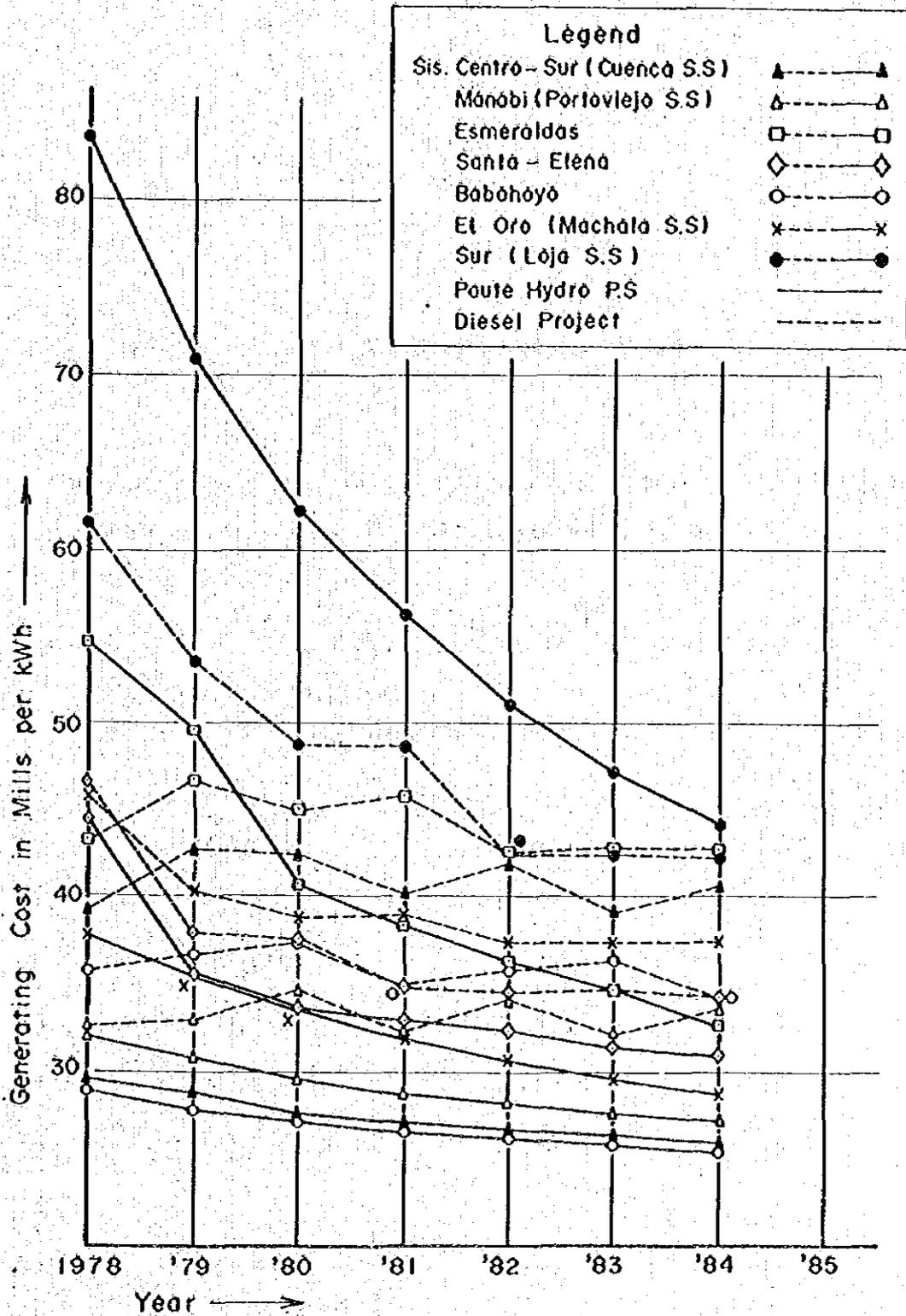
7・3・2 検討結果

5系統(Centro - Sur, Sur, Esmeraldas, Manabi, El Oro系統)と、2地区(Santa Elena, Babahoyo)について送電線よりの受電電力コストとディーゼル発電による発電コストとの比較を行なった結果は、Table 7-13, Fig 7-2に示すとおりである。この表からわかるとおり、Centro - Sur, Manabi, El Oroの3地域系統およびSanta Elena, Babahoyoの2地区については、Paute水力からの受電をできるだけ早い時期に連系し、受電した方が経済的であり、Esmeraldas系統はその電力需要の規模、現有発電設備からみて、1984年に、Sur系統は1985年に連系するのが経済的である。

Table 7 - 13 Generating Cost of Paute Project Converted to 138/69kV Substation and Alternative Diesel Plants at Each Regional System

Sistema	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
Centro-Sur (Cuenca s.s.)							
Generating Cost by Diesel	39.4	42.7	42.4	40.1	41.9	39.1	40.5
"Paute"	29.6	28.8	27.6	27.1	26.7	26.3	25.9
Sur (Loja s.s.)							
Generating Cost by Diesel	61.5	53.5	48.7	48.6	42.4	42.4	42.3
"Paute"	83.5	70.8	62.2	56.3	51.1	47.1	44.1
Manabi (Portoviejo s.s.)							
Generating Cost by Diesel	32.6	32.9	34.6	32.3	34.1	32.1	33.5
"Paute"	32.0	30.8	29.6	28.7	28.1	27.6	27.1
Esmeraldas (Esmeraldas s.s.)							
Generating Cost by Diesel	43.1	36.6	34.9	35.7	32.5	32.8	32.8
"Paute"	54.6	49.5	40.7	38.3	36.3	34.6	32.6
Santa Elena (Santa Elena s.s.)							
Generating Cost by Diesel	46.5	37.9	37.6	34.9	34.4	34.7	34.2
"Paute"	44.4	35.6	33.6	32.9	32.3	31.3	30.8
Babahoyo (Babahoyo s.s.)							
Generating Cost by Diesel	35.7	36.7	37.4	35.0	35.9	36.4	34.2
"Paute"	28.9	27.9	27.2	26.6	26.2	25.8	25.4
El Oro (Machala s.s.)							
Generating Cost by Diesel	45.8	40.4	38.9	39.0	37.5	37.5	37.5
"Paute"	37.8	35.4	33.5	32.0	30.6	29.6	28.7

Fig. 7-2 Generating Cost of Poute Hydro P.S at 138^{kv}/66^{kv} Substation and Diésel Project at each Regional System



7.3.3 経済比較のための諸元及び資料

(1) Paute水力発電所の発電原価

1) 可能発生電力量

	洪水年 GWh	平均年 GWh
一次電力量	2,750	2,850
二次電力量	780	1,180
計	3,530	4,030

2) 建設費および発電原価

a) 建設費 US\$ 348.3×10^6 (建設中利子を含む)

b) 年経費

投資時期のずれを考慮した耐用年数間の年経費は Table 7-14 に示すとおり、
US\$ 43.2×10^6 になる。

c) 発生可能電力量

潜在化している期間を考慮した耐用年数間の発生可能電力量は、平均年を採用すると Table 7-14 に示すとおり、年間 2,730 GWh になる。

d) 発電原価

	Annual Cost (10^3 US\$)	Dependable Energy (GWh)	Unit Energy Cost (Mills/kWh)
耐用年数間	43,200	2,730	15.8

Table 7 - 14 Generating Cost of Paute P.S.

Year	Annual Cost (10^3 US\$)	Dependable energy (GWh)	Unit energy Cost (mills/kWh)
1	35,560	1,752	20.3
2	38,650	2,628	14.7
3	41,740	2,850	14.6
4	44,830	2,850	15.7
5	44,830	2,850	15.7
⋮			
50	44,830	2,850	15.7
Mean	43,200	2,730	15.8

(2) 230 kV 全国連系送変電設備の工事費および年経費

1) 建設費

Pascuales - Quito 間	US\$	54.7×10^6
Paute - Pascuales 間	US\$	60.6×10^6
合 計	US\$	115.3×10^6

2) 年経費

$$\text{工事費} \times \text{年経費率} = \text{US\$ } 115.3 \times 10^6 \times 0.1455 = \text{US\$ } 16.78 \times 10^6$$

3) Paute 発電所より 230 kV 一次変電所出口までの送電コスト

230 kV 送変電設備年経費

Paute 発電所発電可能電力量 - 230 kV 一次送変電設備損失電力量

$$= \frac{16.78 \times 10^6}{(2,730 - 48) \times 10^6} = 6.3 \text{ mill/kWh}$$

(3) 138 kV 送変電設備の工事費および年経費

Table 7-15 に 230 kV 全国連系送変電設備と地域系統とを結ぶ 138 kV 送変電設備の工事費および年経費を示す。

Table 7 - 15 Annual Cost of 138kV Transmission and Transforming Facilities

sector	Voltage (kV)	Length (km)	No. of circuit	Kind of conductor	Transformer (MVA)	Construction cost (10 ³ US\$)	Annual cost (10 ³ US\$)
Paute - Orenca	138	40	1/2	ACSR 477MCM	40	5,400	790
Quevedo - Portoviejo	138	120	1/2	"	40	6,600	960
Sto. Domingo-Esmeraldas	138	170	1/2	"	20	8,500	1,240
Milagro-Machala	138	125	1/2	"	40	8,400	1,220
Milagro-Babahoyo	138	40	1/1	"	20	2,800	410
Pascuales-Sta.Elena	138	120	1/1	"	20	6,300	920
Machala-Lója	138	150	1/1	"	20	8,700	1,270

(4) Paute 水力発電所より (138 / 69 kV) 変電所まで電力を供給した場合の電力コスト

Paute 水力発電所の耐用年数間の発電コスト 15.8 mills/kWh に 230 kV 全国連系送電線を経由し、(230 / 138 kV) 変電所までの送電経費 6.3 mills/kWh を加えれば、これら変電所の 138 kV 側の電力コストは 22.1 mills/kWh となる。

さらに、138 kV 送電線により電力の供給を受ける Pichincha 系統および Guayas - Los Rios 系統を除いた 7 つの電力系統の (138 / 69 kV) 変電所地点における電力コストは Table 7-16 に示すとおりである。

Table 7 - 16 Energy Cost at 138kV Substations

Substations(138kV/66kV)	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
Cuenca							
Energy requirement(GWh)	105.3	117.3	143.8	157.1	172.1	189.2	208.4
Trans. cost(mills/kWh)	7.5	6.7	5.5	5.0	4.6	4.2	3.8
Gen. cost at 66kV Bus(")	29.6	28.8	27.6	27.1	26.7	26.3	25.9
Portoviejo							
Energy requirement(GWh)	96.6	110.0	128.8	143.5	158.9	175.3	192.8
Trans. cost(mills/kWh)	9.9	8.7	7.5	6.6	6.0	5.5	5.0
Gen. cost at 66kV Bus(")	32.0	30.8	29.6	28.7	28.1	27.6	27.1
Esmeraldas							
Energy requirement(GWh)	38.2	45.2	66.7	76.4	87.3	99.0	118.1
Trans. cost(mills/kWh)	32.5	27.4	18.6	16.2	14.2	12.5	10.5
Gen. cost at 66kV Bus(")	54.6	49.5	40.7	38.3	36.3	34.6	32.6
Machara							
Energy requirement(GWh)	77.5	92.0	107.2	123.6	142.9	163.5	186.0
Trans. cost(mills/kWh)	15.7	13.3	11.4	9.9	8.5	7.5	6.6
Gen. cost at 66kV Bus(")	37.8	35.4	33.5	32.0	30.6	29.6	28.7
Babahoyo							
Energy requirement(GWh)	60.5	70.1	80.9	90.4	100.7	111.8	123.9
Trans. cost(mills/kWh)	6.8	5.8	5.1	4.5	4.1	3.7	3.3
Gen. cost at 66kV Bus(")	28.9	27.9	27.2	26.6	26.2	25.8	25.4
Sta. Elena							
Energy requirement(GWh)	41.3	67.9	79.9	85.1	90.4	100.0	106.2
Trans. cost(mills/kWh)	22.3	13.5	11.5	10.8	10.2	9.2	8.7
Gen. cost at 66kV Bus(")	44.4	35.6	33.6	32.9	32.3	31.3	30.8
Loja							
Energy requirement(GWh)	27.8	35.9	44.2	52.3	62.1	72.1	82.7
Trans. cost (mills/kWh)	61.4	48.7	40.1	34.2	29.0	25.1	22.0
Gen. cost at 66kV/Bus (GWh)	83.5	70.8	62.2	56.3	51.1	47.1	44.1

Transportation cost

Cuenca	1.01 \$/gallon,	10.3 US\$/ton
Loja	0.7 "	7.1 "
Babahoyo	0.5 "	5.0 "

Fuel Oil and Lubricating Oil cost

	Bunker C Oil	Diesel Oil	Lubricating Oil
Cuenca	57.7 US\$/ton	115.6 US\$/ton	336 US\$/ton
Loja	54.5 "	112.4 "	336 "
Babahoyo	52.4 "	110.3 "	336 "

(5) 各電力設備の耐用年数及び経費率

1) 送電線および変電所の耐用年数および経費率

平均耐用年数30年, 年利子率10.5%

資本回収係数	11.05%
運転維持費	3.30%
一般管理費	0.20%
計	14.55%

2) 水力発電所の耐用年数および経費率

平均耐用年数50年, 年利子率10.5%

資本回収係数	10.57%
運転維持費	2.10%
一般管理費	0.20%
計	12.87%

3) スチーム火力発電所の耐用年数および経費率

平均耐用年数25年, 年利子率10.5%

資本回収係数	11.44%
修善費	2.35%
人件費および管理費	US\$ 4,000 / 人
燃料費(C重油)	US\$ 47.4 / ton ¹⁾

1) : 燃料費は, 本来国際価格を使用すべきであるが, ここでは INECEL の規準としている上記価格を採用した。

4) ディーゼル発電所の耐用年数および経費率

平均耐用年数20年, 年利子率10.5%

資本回収係数	12.15%	
修繕費	2.35%	
人件費	US\$ 4,000 / 人	
燃料費(3000 kW 以下)	US\$ 105.3 / ton (ディーゼル油)	
・ (5000 kW 以上)	US\$ 47.4 / ton (C重油)	
一般管理費	0.2%	
C重油の発熱量	10,200 Kcal / kg	240 gr / kWh
ディーゼル油	10,400 Kcal / kg	236 gr / kWh
潤滑油		4 gr / kWh

7.4 全国連系送電計画の系統解析

7.4.1 概要

エクアドルの電力系統は、現在9つの地域系統に分割されており、これらの間には連系線はなく、各々独立した電力系統を構成している。

INECELは、全国の各地域系統を全国連系すべく、230 kV送電線の建設を計画しており、1978年にQuito - Guayaquil間が230 kV 2回線(亘長330km)送電線により連系される。また、1980年にはGuayaquil - Paute間が同じく230 kV 2回線(亘長200km)で連系される。

1981年に投入されるPaute水力発電所は、当初200 MWで運転を開始し、以後、毎年1984年までに100 MWずつ増設され、最終出力500 MWの大電源となる。

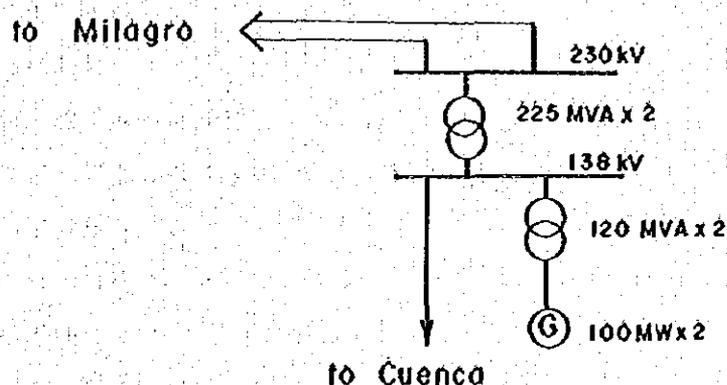
以下、全国連系系統が構成された場合の電圧調整上の問題点、過渡安定度、短絡容量などの検討を行なう。

ただし、今回の系統解析は以下に述べる諸点を考慮して、INECELの原計画を一部変更した。その変更した主な点は次の3点である。

(1) Paute水力発電所の引出し

原計画ではFig 7-3のように、Paute水力発電所の引出しは発電機電圧138 kV - 230 kVの2段昇圧となっている。

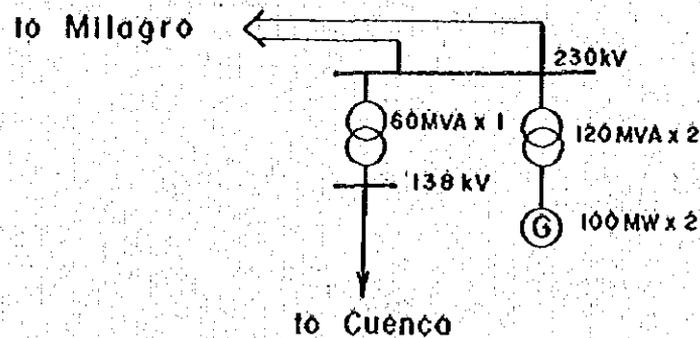
Fig. 7-3 Paute P.S Pull Out Method (Original)



しかし、Paute水力発電所の電力は、大部分230 kV側に供給されるため、2段昇圧の場合は、発電機端子から見た変圧器のインピーダンスが等価的には230 kV、2回線約40kmの送電線に相当するので、過渡安定度の面から好ましくない。

従って、Fig 7-4に示すように230 kV直接昇圧とした。

Fig.7-4 Paute P.S Pull Out Method (Alternative)



(2) Paute - Milagro 間送電線の 1 回線増設

原計画では 230 kV 2 回線となっているが、Paute 発電所を 230 kV に直接昇圧した場合でも過渡安定度の面より 2 回線では、Paute 発電所 300 MW が限界で 400 MW 以上は送電出来ない。

従って、発電所出力が 400 MW となる時点には、Paute - Milagro 間 230 kV 1 回線を増設する必要がある。

(3) Pascuales 連系変電所の変圧器容量の 1 バンク節減

原計画では、単相 75 MVA \times 3 台の 225 MVA 2 バンクとなっているが、1985 年 Peak 時の連系変圧器を通過する電力は 120 MW となっており、Guayaquil 火力 73 MW 1 台が停止しても 225 MVA 1 バンクで充分である。従って Pascuales の変圧器容量は 225 MVA として計算した。

7.4.2 電圧調整

(1) 電圧調整基準

電圧調整は系統の無効電力バランスをどのようにとるかであり、発電機、調相設備、変圧器のタップなどにより電圧調整が行なわれる。

電圧調整の基準は以下に述べる条件とした。

- 1) 検討対象時点は、230 kV 連系送電線が完成する 1980 年 Peak 時、Off Peak 時、および Paute 水力発電所の出力が 500 MW となる 1985 年 Peak 時とした。
- 2) 系統の母線電圧は 230 kV、138 kV とともに 95 ~ 105 %、発電機端子電圧は定格力率以内で 95 ~ 105 % とした。
- 3) 各変電所の負荷は Table 7-17 に示すとおりとし、負荷力率は 1980 年 85 %、1985 年 90 % とした。なお、Off Peak 時の負荷は Peak 時の 40 % とした。
- 4) 変圧器のタップは Peak 時と Off Peak 時の電圧変動が大きいことから、すべて負荷時電圧調整器付とした。

Table 7 - 17 Demand at Each Substation
Unit : MW, MVar

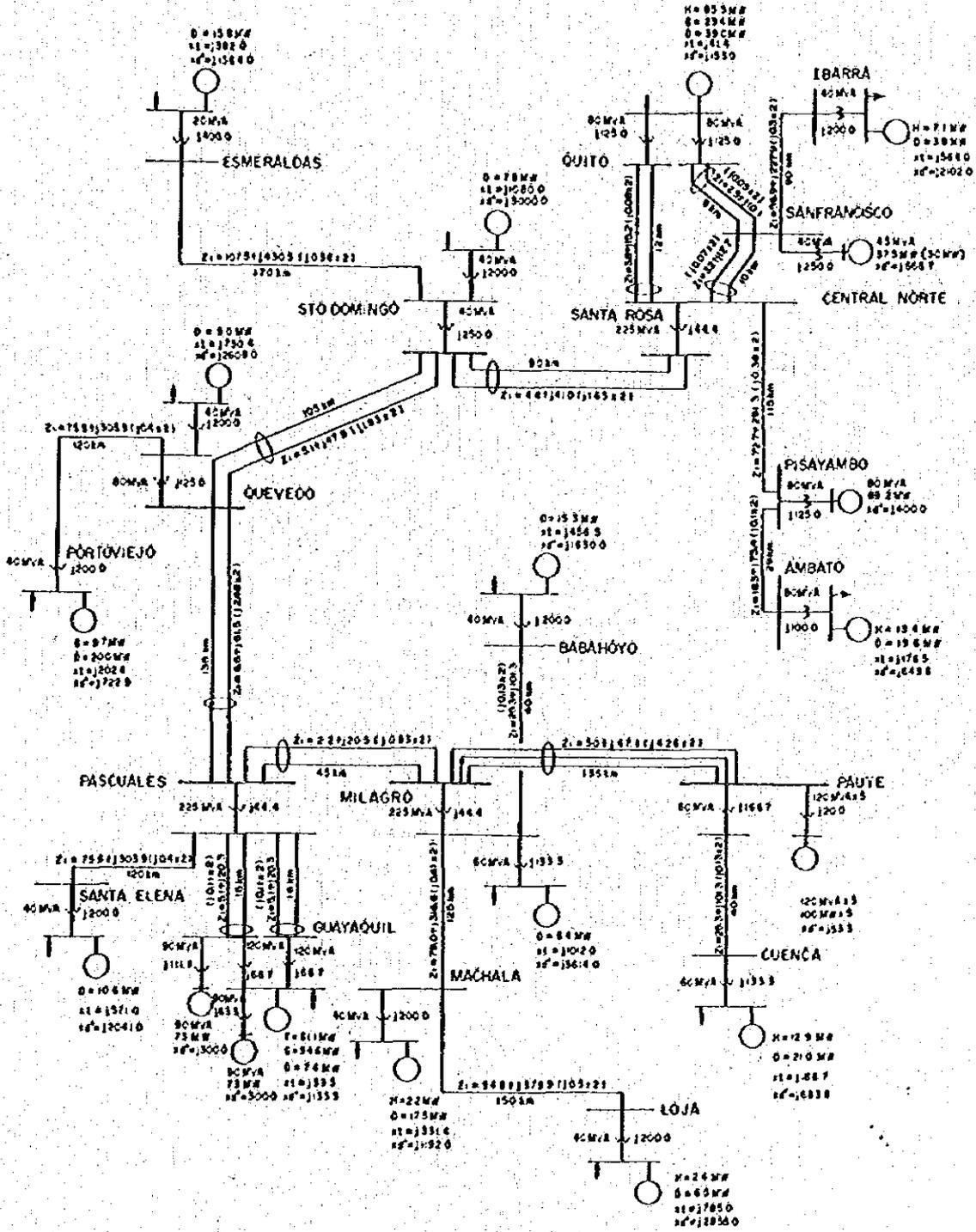
Substation	1980		1985	
	Peak	Off-Peak	Peak	Off-Peak
1. Norte Ibarra	24.8+j18.6	9.9+j7.4	35.6+j17.2	14.2+j6.9
2. Pichincha Quito	160.6+j120.5	64.2+j48.2	273.3+j132.4	109.3+j52.9
Sto. Domingo	8.8+j6.6	3.5+j2.6	19.5+j9.4	7.8+j3.8
3. Centro-Norte Ambato	62.2+j46.7	24.9+j18.7	101.4+j49.1	40.6+j19.7
4. Centro-Sur Cuenca	38.6+j29.0	15.4+j11.6	61.2+j29.6	24.5+j11.9
5. Sur Loja	-	-	24.8+j12.0	9.9+j4.8
6. Esmeraldas Esmeraldas	14.3+j10.7	5.7+j4.3	29.3+j14.2	11.7+j5.7
7. Manabi Portoviejo	30.7+j23.0	12.3+j8.2	51.3+j24.8	20.5+j9.9
8. Guayas-Los Rios Guayaquil	231.6+j173.3	92.6+j69.5	379.5+j183.8	151.8+j73.5
Sta. Elena	18.2+j13.7	7.3+j5.5	25.3+j12.3	10.1+j4.9
Milagro	28.0+j21.0	11.2+j8.4	37.2+j18.0	14.9+j7.2
Babahoyo	20.6+j15.5	8.2+j6.2	34.1+j16.5	13.6+j5.9
Quevedo	14.0+j10.5	5.6+j4.2	21.1+j10.2	8.4+j4.1
9. El Oro Machala	-	-	30.6+j14.8	12.2+j5.9
Total	652.4+j489.5	260.8+j194.8	1124.2+j544.3	449.5+j217.1

(2) 電圧調整の検討結果

全国連系系統のインピーダンスマップは Fig 7-5, その電力潮流図は Fig 7-6~ Fig 7-8 に示すとおりである。

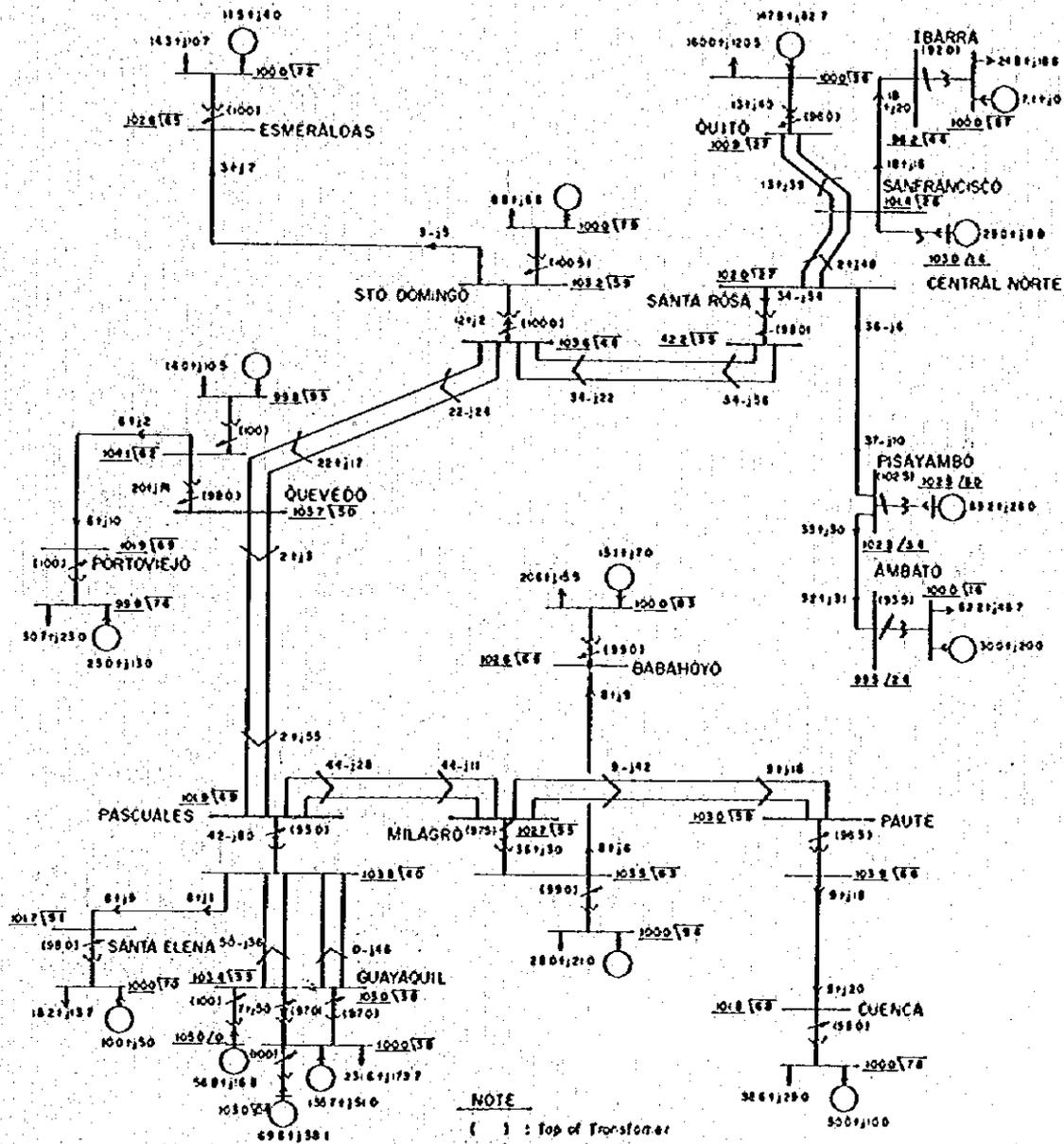
ECUADOR POWER SYSTEM

Fig. 7-5 Impedance Map in 1985 1000MVA 230^{kV} 138^{kV} Base



ECUADOR POWER SYSTEM

Fig. 7-6 Power Flow and Voltage Regulation of Peak Time in 1980

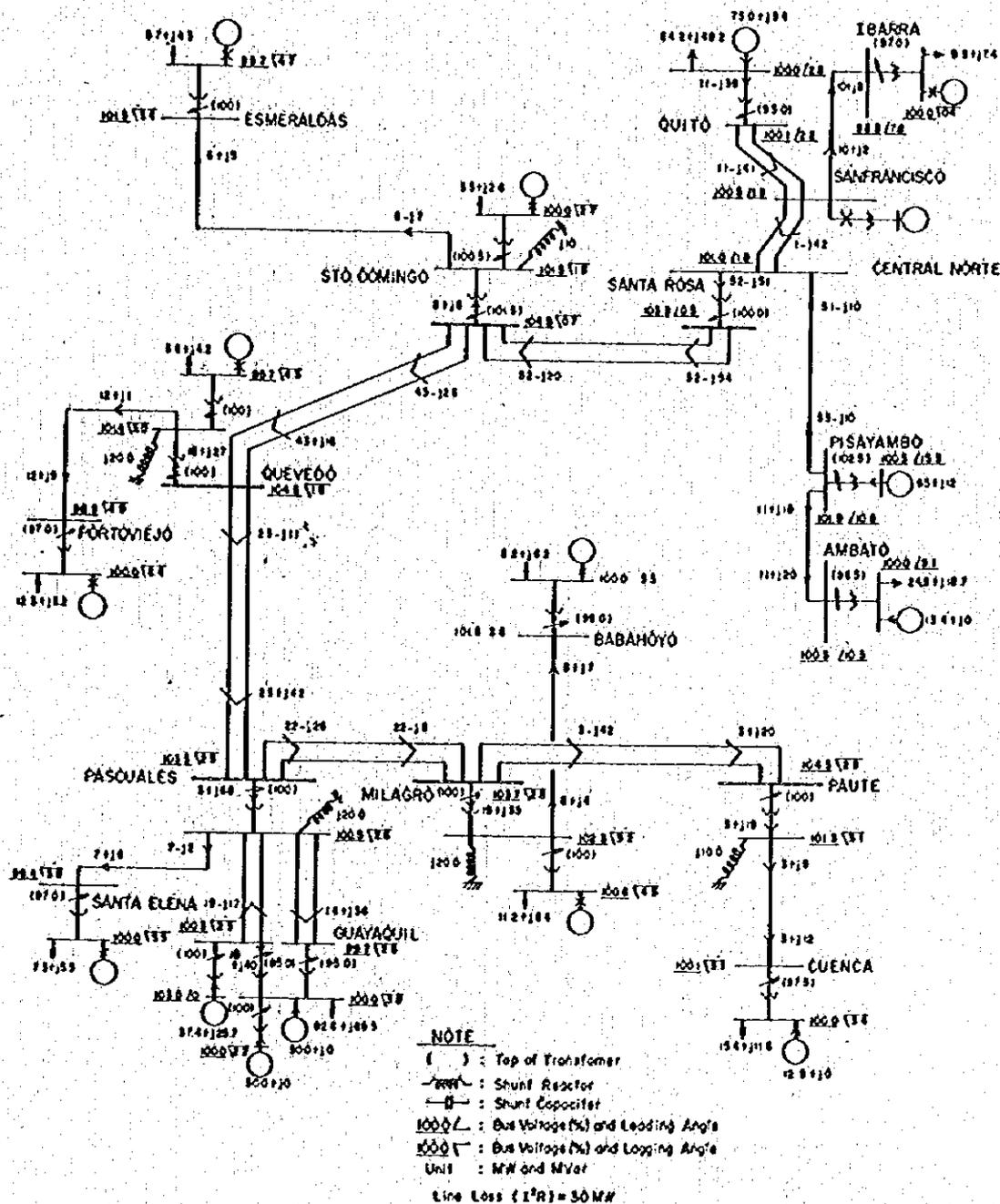


NOTE

- () : Top of Transformer
- jX : Shunt Reactor
- || : Shunt Capacitor
- 1000 ∠ : Bus Voltage (%) and Leading Angle
- 1000 ∟ : Bus Voltage (%) and Lagging Angle
- Unit : MW and MVar
- Line Loss (LR) = 2.6 MW

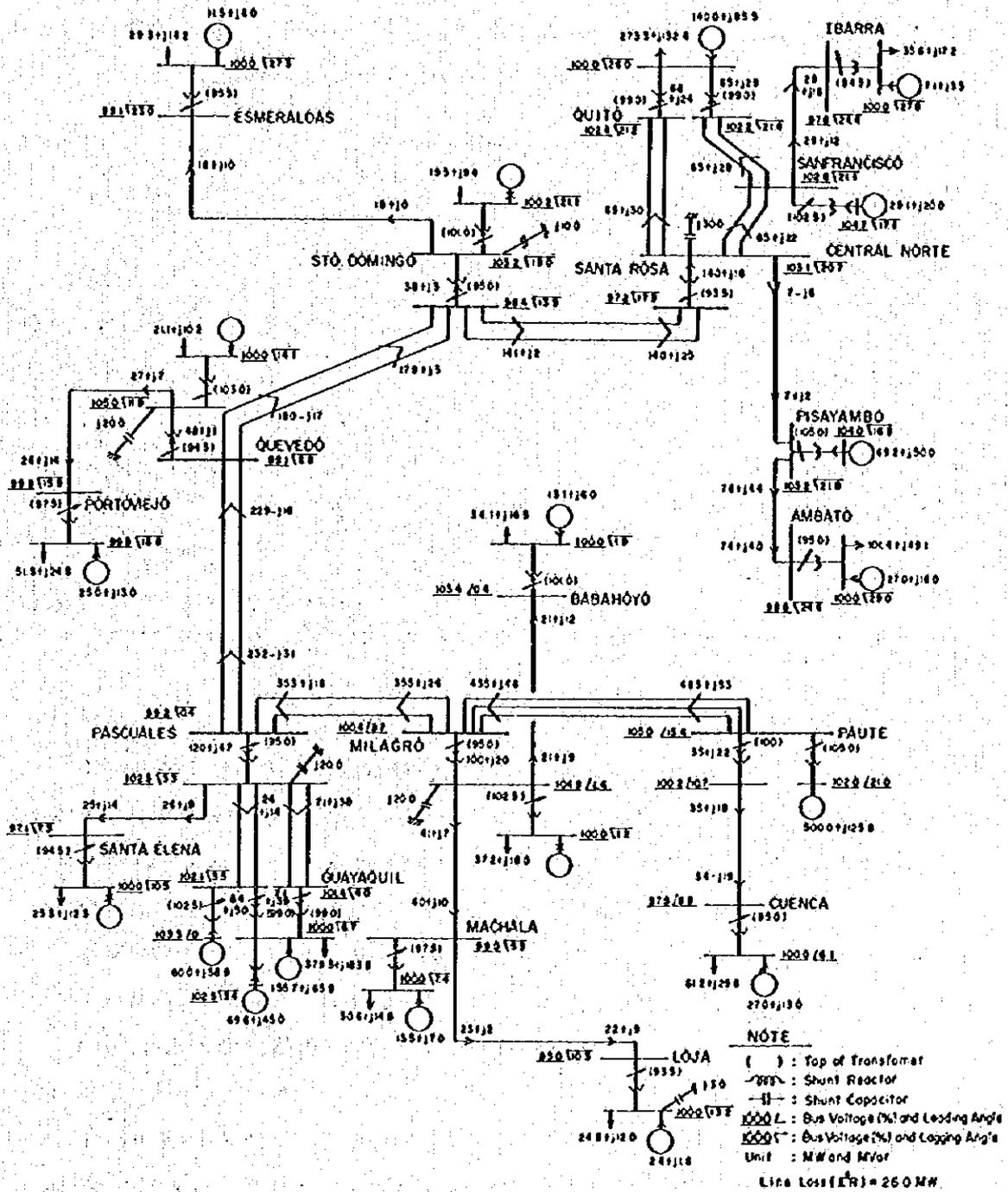
ECUADOR POWER SYSTEM

FIG. 7-7 Power Flow and Voltage Regulation at off Peak Time in 1980



ECUADOR POWER SYSTEM

Fig 7-8 Power Flow and Voltage Regulation of Peak Time in 1985



1980年Off Peak時は負荷が小さく、送電線の汐流も軽く、送電線の対地キャパシタンスによる電圧上昇が大きくシャントリアクターを設置しない場合230 kV 系統電圧が110%以上に上昇する。したがって、この電力系統に80 MVAのシャントリアクターが必要である。又、1985年Peak時はPaute水力発電所の電力をGuayaquil, Quito地区に送電するため、送電線の汐流が重く送電線による無効電力損失が大きくなり、230 kV 系統電圧が低下し電力系統全体で100 MVA のコンデンサが必要である。各変電所における所要調相設備の容量はTable 7-18に示すとおりである。

Table 7 - 18 Required Reactor Power Generating Facilities

Substation	Unit: MVA	
	Shunt Reactor (1980 Off Peak)	Shunt Capacitor (1985 Peak)
Sta. Rosa (230kV/138kV)	0	30
Sto. Domingo (")	10	10
Quevedo (")	20	20
Pascuales (")	20	20
Milagro (")	20	20
Paute (")	10	0
Loja (138kV/69kV)	-	3

1) シャントリアクター

1980年は230 kV 連系送電線(Quito～Paute間530km)が完成し、電圧上昇の面では一番苛酷な時期である。さらにOff Peak時は負荷が小さいため230 kV 系統電圧が110%以上に上昇する。230 kV 母線電圧を105%以下に維持するためには、この電力系統に80 MVAのシャントリアクターが必要である。

送電線の巨長はPaute～Milagro間が155 kmでもっとも長く、この送電線のフェラソチ効果による電圧上昇は102%と小さい。したがって、シャントリアクターは230/138 kV 連系変圧器の3次側に設置すればよい。

2) シャントキャパシター

1980年Peak時は送電線の汐流が少ないため電圧低下はなくシャントキャパシターは必要でない。しかしPaute水力発電所が運開すると、送電線の汐流が重くなり、1985年Peak時では電力系統全体で100 MVA のシャントキャパシターが必要である。シャントキャパシターはリアクターと同様に変圧器3次側に設置する。

3) 負荷時電圧調整器

1981年まではPeak時、Off Peak時とも送電線の潮流が軽く、230 kV 母線電圧はあまり変動しないが、Paute水力発電所が運開されるとPeak時の送電線潮流は重くなり、Peak時とOff Peak時の電圧変動は大きくなる。又、138 kV 系統は長距離送電線が多いため230 kV 系統同様電圧変動が大きい。

したがって、負荷時電圧調整器のない変圧器は好ましくなく、連系変圧器はすべて1次側に負荷時電圧調整器を備えつけた変圧器とした。

各変電所の適正な負荷時電圧調整器のタップ巾をTable 7-19に示すが、電圧調整の解析結果から使用タップは余裕をみて230 kV ± 10%とすれば、2次側電圧を目標値に維持できる。

(3) 発電所の供給内訳

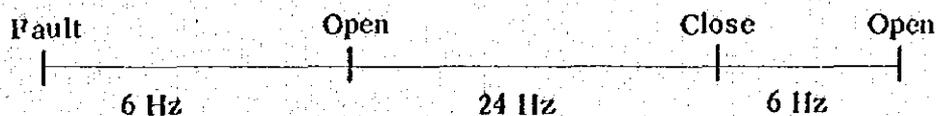
1980年および1985年における全国連系系統の供給力は、それぞれ742 MW, 1,274 MWでありPeak時負荷は652 MW, 1,124 MWである。又、供給余備力はそれぞれ90 MW (14%), 150 MW (13%)である。

各発電所の負荷の分担方法は、水力・火力発電所がベース負荷をとり、ガス、ディーゼル発電所はピーク負荷を分担することとした。

各発電所の供給内訳はTable 7-20に示すとおりである。

7.4.3 過渡安定度

過渡安定度の計算はTable 7-21に示すとおり、1985年Peak時について1回線、3相地絡故障による3相再閉路時の解析を行なった。故障送電線の両端のしゃ断器動作はO-COとし、その時間は、



とした。

Table 7 - 19 Voltage of Substation Bus Converted to Tap
Voltage of On-load Tap Changer

Substation	1980		1985
	Peak	Off Peak	Peak
Sta. Rosa (230kV/138kV)	98.0	100.0	93.5
Sto. Domingo (")	100.0	101.5	95.0
" (138kV/69kV)	100.5	100.5	101.0
Quevedo (230kV/138kV)	98.0	100.0	94.5
" (138kV/69kV)	100.0	100.0	103.0
Pascuales (230kV/138kV)	95.0	100.0	95.0
Milagro (")	97.5	100.0	95.0
" (138kV/69kV)	97.0	100.0	102.5
Paute (230kV/138kV)	96.5	100.0	100.0
Ibarra (138kV/69kV)	92.0	97.0	94.5
Ambato (")	93.5	96.5	95.0
Quito (138kV/46kV)	96.0	95.0	99.0
Esmeraldas (138kV/69kV)	100.0	100.0	95.5
Portoviejo (")	100.0	97.0	97.5
Santa Elena (")	98.0	97.0	94.5
Babahoyo (")	99.0	99.0	101.0
Cuenca (")	98.0	97.5	95.0
Guayaquil (")	97.0	95.0	99.0
Machala (")	-	-	97.5
Loja (")	-	-	93.5

Note: (1) L. T. C to be installed in Substations will be equipped with transformers.

(2) Figures indicate percent voltage based on 230kV and 138kV

Table 7 - 20 Break Down of Supply Capability

Unit : MW

Station	Dependable firm power	1980		1985
		Peak	Off Peak	Peak
Ibarra	H - 7.1 D - 3.8	H - 7.1 D - 0	0 0	H - 7.1 0
Sub total	10.9	7.1	0	7.1
Quito	H - 85.5 G - 23.4 D - 39.0	H - 85.5 G - 23.4 D - 39.0	H - 75.0 0 0	H - 85.5 G - 23.4 D - 31.1
Sub total	147.9	147.9	75.0	140.0
Santo Domingo	D - 7.8	0	0	0
Ambato	H - 13.4 D - 19.6	H - 13.4 D - 16.6	H - 13.4 0	H - 13.4 D - 13.6
Sub Total	33.0	30.0	13.4	27.0
Cuenca	H - 12.9 D - 21.0	H - 12.9 D - 17.1	H - 12.9 0	H - 12.9 D - 14.1
Sub total	33.9	30.0	12.9	27.0
Loja	H - 2.4 D - 6.0	- -	- -	H - 2.4 0
Sub total	8.4	-	-	2.4

Station	Dependable firm power	1980		1985
		Peak	Off Peak	Peak
Esméraldas	D - 15.8	D - 11.5	0	D - 11.5
Portoviejo	G - 9.7	G - 9.7	0	G - 9.7
	D - 20.0	D - 15.3	0	D - 15.3
Sub total	29.7	25.0	0	25.0
Guayaquil	S - 61.1	S - 61.1	S - 30.0	S - 61.1
	G - 94.6	G - 94.6	0	G - 94.6
	D - 7.4	D - 0	0	D - 0
Sub total	163.1	155.7	30.0	155.7
Sta. Elena	D - 10.6	D - 10.0	0	0
Milagro	D - 6.4	0	0	0
Babahoyo	D - 15.3	D - 13.1	0	D - 13.1
Quevedo	D - 9.0	0	0	0
Machala	H - 2.2	-	-	H - 2.2
	D - 17.5	-	-	D - 11.3
Sub total	19.7	-	-	13.5

Station	Dependable firm power	1980		1985
		Peak	Off Peak	Peak
Centro Norte	D - 29.1	D - 29.1	0	D - 29.1
Pisayambo	H - 69.2	H - 69.2	H - 65.0	H - 69.2
Guayaquil	S - 69.6 S - 69.6	S - 69.6 S - 56.8 (Swing G)	S - 30.0 S - 37.4 (Swing G)	S - 69.6 S - 60.6 (Swing G)
Paute (Service in 1981)	H - 100 x 5	-	-	H - 100 x 5
Total	H - 692.7 S - 200.3 G - 127.7 D - 228.2 1,248.9	H - 188.1 S - 187.5 G - 127.7 D - 151.7 655.0	H - 166.3 S - 97.4 G - 0 D - 0 263.7	H - 692.7 S - 190.7 G - 127.7 D - 139.1 1,150.2
Total Demand (Except Loss)		652.4	260.8	1,124.2

Note: H : Hidro Power Plant
S : Steam Power Plant
G : Gas Power Plant
D : Diesel Power Plant

Table 7 - 21

Year	Output of Paute P.S.	Fault Points	Judgement	Reference
	500 MW	Paute - Milagro	Steady	Paute-Milagro 3 cct
	"	"	Unsteady	"
1985	400 MW	"	"	2 cct
	300 MW	"	Steady	"
	500 MW	Pascuales-Quevedo	"	"

事前潮流は Fig 7-8 に示すとおりで、解析結果はスイングカーブ Fig 7-9 ~ Fig 7-12 に示すように、Paute-Milagro 間が 2 回線の場合、同送電線の 1 回線 3 相地絡の事故で Paute 水力発電所が 3 台（出力 300 MW）のケースは安定であるが、4 台以上（出力 400 MW）のケース Fig 7-11 は不安定となり、Paute 発電所が 0.6 sec 程度で脱調する。

Paute 水力発電所を 500 MW で運転する場合、Paute-Milagro 間を 3 回線に増強すると、いずれの送電線の事故でも安定となる。

したがって、Paute-Milagro 送電線は Paute 水力発電所が 400 MW に増設される時点（1983 年）に 3 回線に増強する必要がある。

7.4.4 短絡容量

1985 年 Peak 時の短絡容量の分布は Fig 7-13 に示すとおりである。主な発電所の短絡容量は Table 7-22 に示すとおりであり、230 kV 側の短絡容量は 5,300 MVA, 138 kV 側 3,100 MVA, 69 kV 側 1,600 MVA とすれば充分である。なお、発電機定数は x_d' を使用した。

Table 7 - 22 Short Circuit Capacity

Station		Breaking Capacity (MVA)	Remarks
Santa Rosa	230kV	950	Xd' is used as generator constant
"	138kV	1,022	
Santo Domingo	230kV	978	
"	138kV	333	
"	69kV	216	
Quevedo	230kV	1,117	
"	138kV	543	
"	69kV	284	
Pascuales	230kV	1,646	
"	138kV	1,547	
Milagro	230kV	1,649	
"	138kV	1,028	
"	69kV	452	
Paute	230kV	1,982	
"	138kV	544	
"	Generator Terminal	2,426	
Quito	138kV	939	
"	46kV	963	
Guayaquil	138kV	1,352	
"	69kV	1,535	

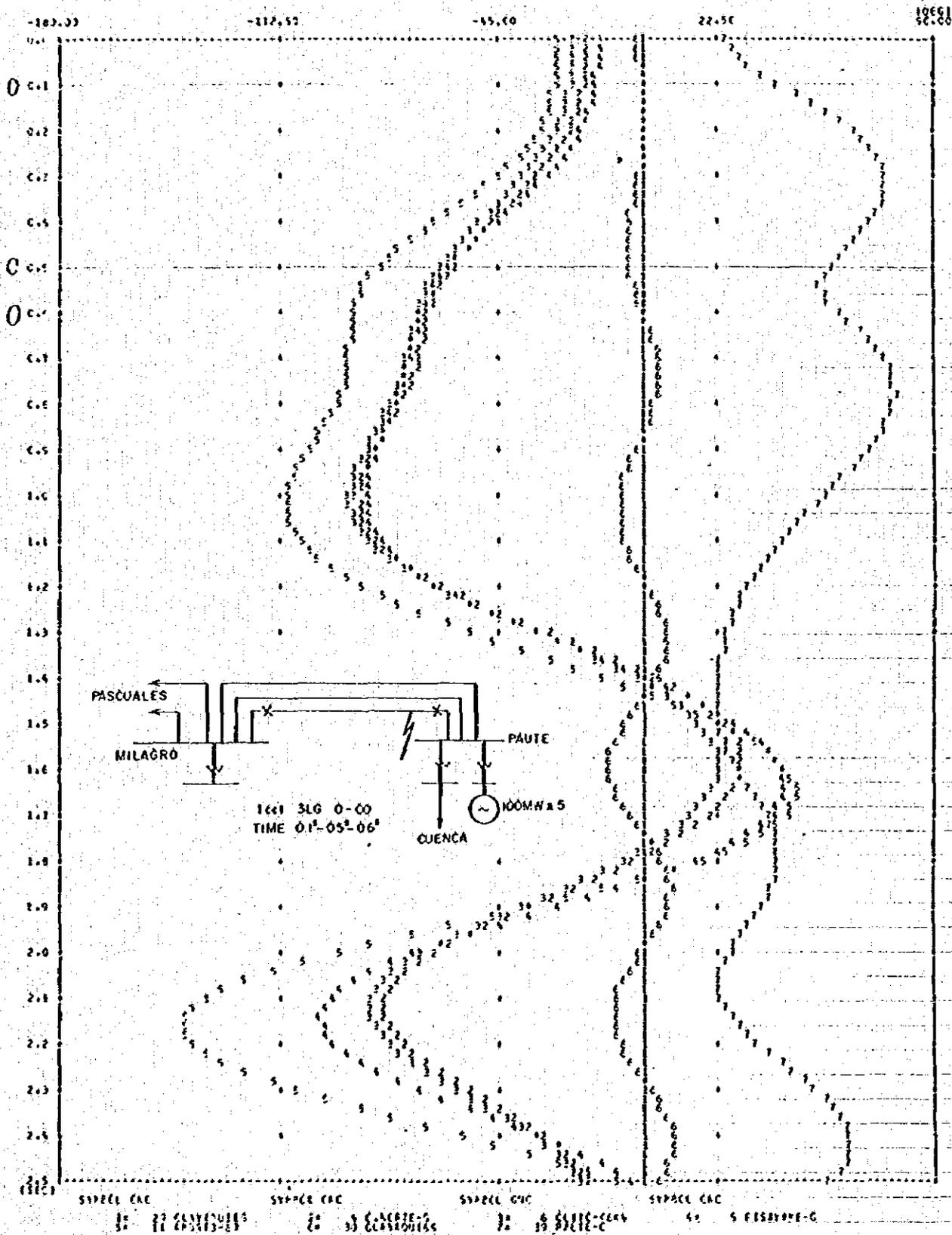


Fig.7-9 Transient Stability of Peak Time in 1985

* PAUTE-MILAGRO 1cc1 3LG 0-C0

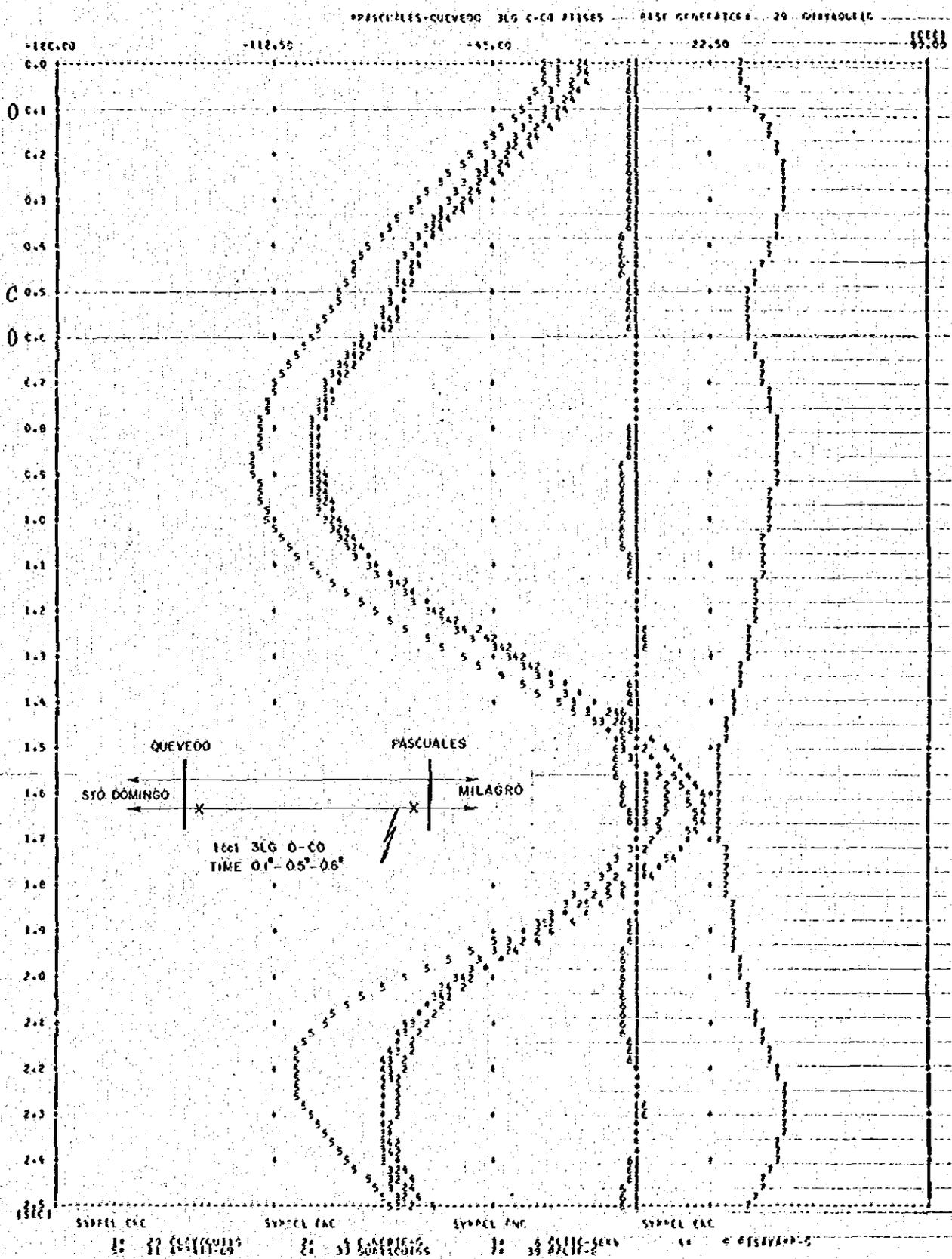


Fig. 7-10 Transient Stability of Peak Time in 1985.
 * PASCUALES-QUEVEDO 1cc1 3LG O-CO

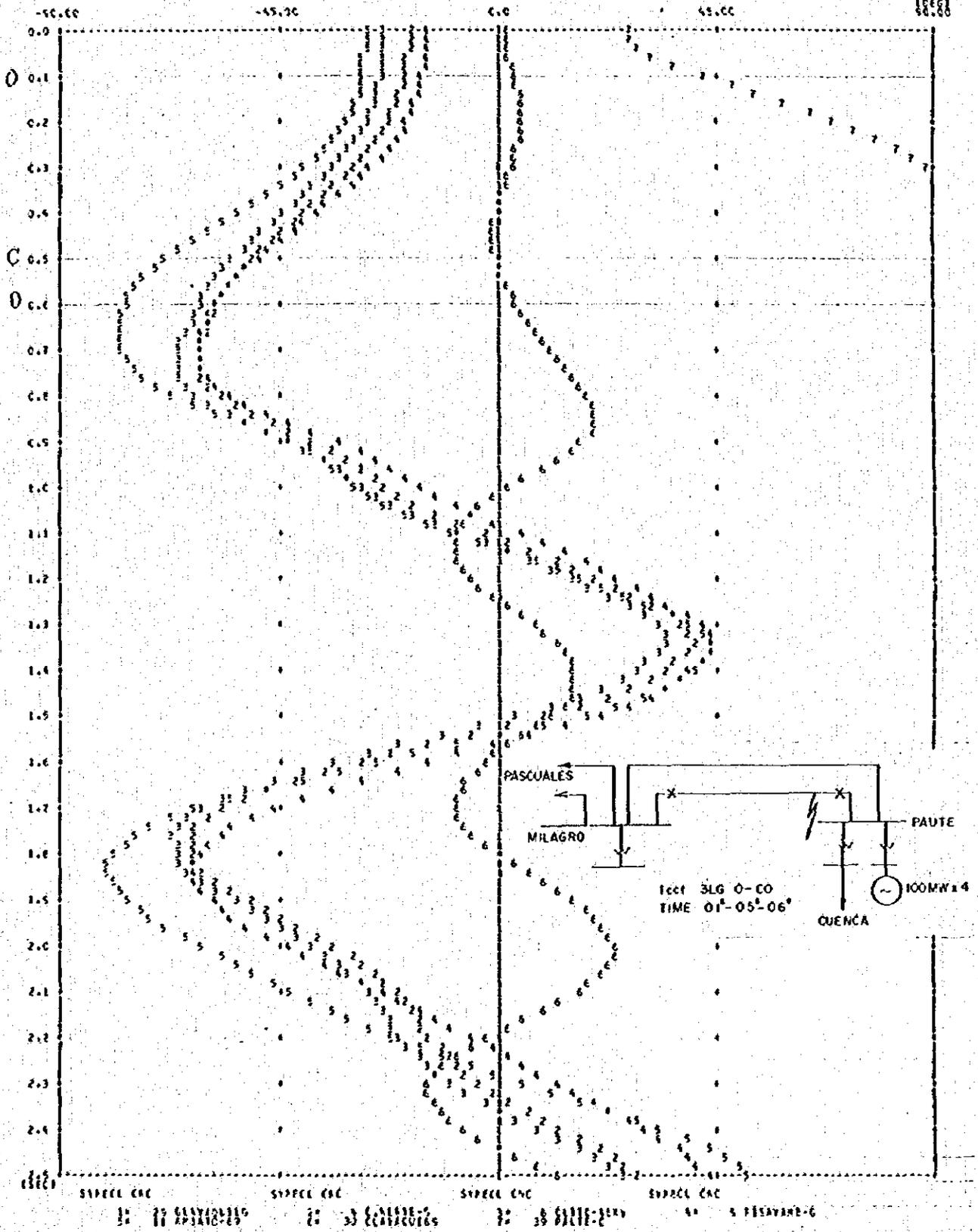


Fig. 7-11 Transient Stability at Peak Time in 1985
 * PAUTE - MILAGRO 1cc1 3LG O-CO

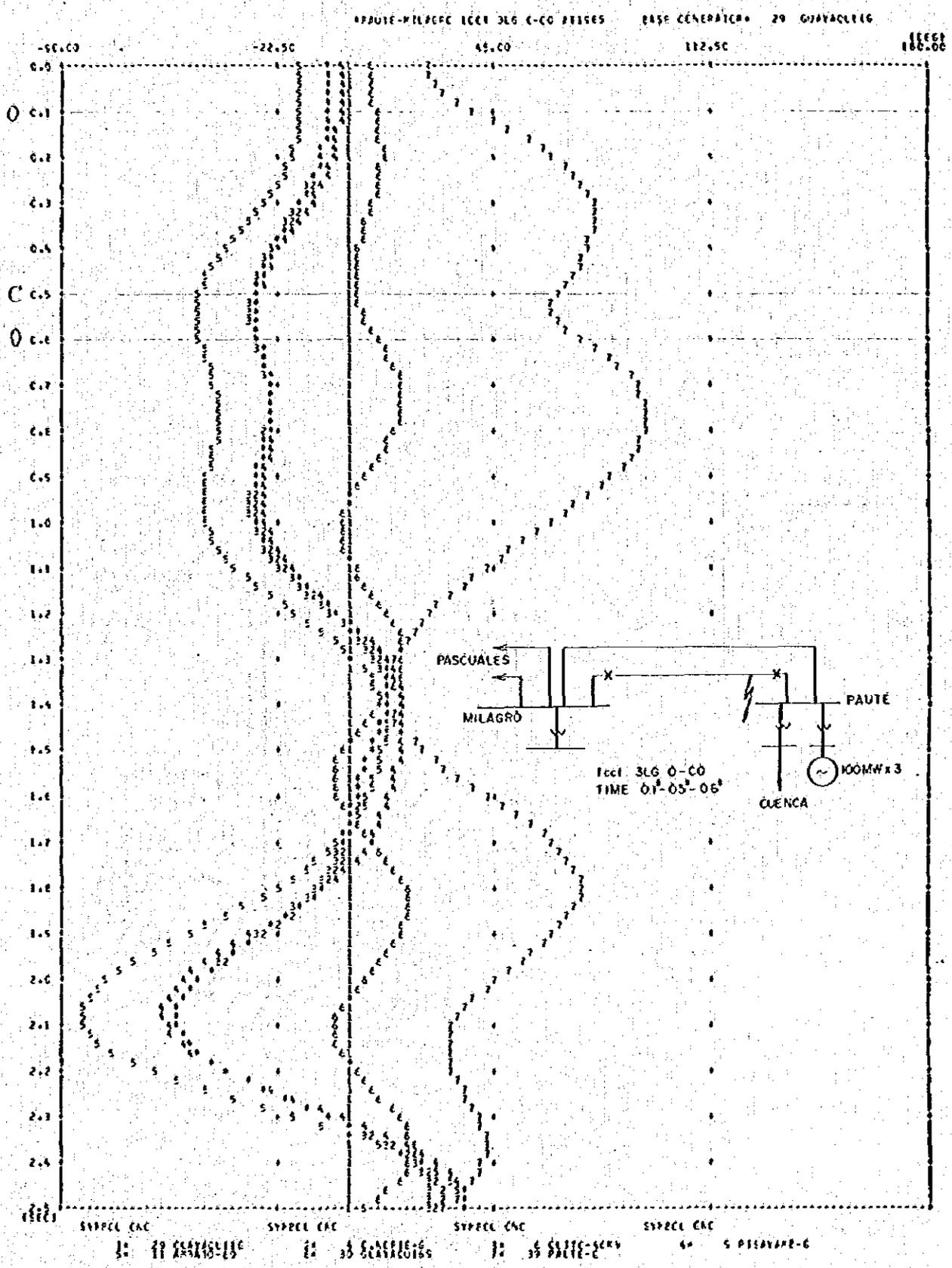


Fig. 7-12 Transient Stability of Peak Time in 1985
* PAUTE - MILAGRO 1001 3LG 0-CO

