

リマ～チンボテ間連系送電線
フィジビリティ調査報告書

昭和46年6月

海外技術協力事業団

国際協力事業団

受入 月日	'84. 3. 15	709
登録No.	00327	64.4
		KE

JICA LIBRARY



1035081[7]

は し が き

日本国政府は、Peru 共和国政府の要請にもとずき日本国政府の海外技術協力業務の一環として、Peru 共和国 Lima 地方と Chimbote 地方とを結ぶ送電線建設計画にかゝるフィージビリティ調査を実施するため、その履行を海外技術協力事業団に委託した。

海外技術協力事業団は当該プロジェクトが Peru 共和国の震災復興計画促進の観点から極めて重要性を有することに鑑みて、電源開発株式会社、工務部副調査役嶋田潔氏以下4名からなる調査団を編成しこれを昭和46年1月15日より2月28日までの45日間、現地に派遣した。調査団は帰国後、現地調査期間中に得た調査結果ならびに収集資料をもとに一連の検討を行ない昭和46年7月その中間報告書をまとめこれを Peru 国政府に提出したが、今般こゝに本最終報告書が完成、提出の運びとなったものである。

この報告書が Peru 共和国の震災復興計画としての電力の確保のための送電線建設計画の実施上役立ち、同計画実現によって Peru 共和国の産業の振興ならびに民生の安定に役立てば幸いに存する次第である。

終りに当り本調査に際し、Peru 共和国政府ならびに関連諸機関の調査団員に賜ったご厚情とご協力に対しこゝに深甚の謝意を表するものである。

1971年7月

海外技術協力事業団

理事長 田 付 景 一

伝 達 状

海外技術協力事業団

理事長 田 村 景 一 殿

ここに提出するものは、Peru 共和国 Lima ~ Chimbote 連系送電線建設計画に関するフィジビリティ報告書であります。

海外技術協力事業団は、上記計画のフィジビリティ調査のため、電源開発株式会社の4名の専門家からなる調査団をペルー共和国に派遣しました。

調査団は1971年1月15日から1.5ヶ月に亘り現地に滞在し、調査対象地域の地形、地質、気象、電力事情、地震災害等の調査、その他の計画作成に必要な諸資料を収集しました。調査団は帰国後電源開発株式会社の技術者の協力を得てこれらの資料にもとづいて、本計画に関する各種の検討を実施しこの報告書を作成しました。

本送電計画はMantaro 公団が目下建設中のLima市郊外のSan Juan変電所からChimbote市郊外に新設するNew Chimbote 変電所を結ぶもので公称電圧220 kV 2回線設計、1回線架線、当初送電容量150 MW、亘長約425 km であり、又、中間にNew Paramonga変電所を新設し、Paramonga電力系統と連系することを考慮したものであります。

本連系送電線によりChimbote 地域には安定した電力が供給出来ると同時に中央電力系統の余剰電力も消化でき、さらに将来Peru共和国、中央部と北部を結ぶ重要な連系送電線として、民生安定と一経済発展に貢献するものと思料いたします。

Chimbote 地域の災害復旧と電力の供給、Mantaro計画における第1期分の運開時期等を考慮するならば本計画は、できるだけ早期に着手する必要があります。

本計画は、測量、設計など調査工事の期間を含め最少限約3年2ヶ月の工期を必要とし、変電所を含めた第1期の総工事費は14,598,000 US\$ を必要とします。

終りに現地調査の際、Peru 共和国政府、動力鉱山省、気象庁、地質調査所、Mantaro 公団、Santa 公団等の関係官公庁、公団およびLima 電力会社、ならびに海外技術協力事業団の調査団への御支援、御協力に対し、深く感謝の意を表するものであります。

1971年7月

Peru 共和国 Lima - Chimbote 間
連系送電線建設計画調査団

団長 嶋 田 深

目 次

はしがき

伝達状

第 1 章	緒 論	
1-1	経 緯	1-5
1-2	調査目的と範囲	1-5
1-3	現地調査および国内作業	1-5
1-4	資 料	1-5
1-5	調査団の編成	1-6
第 2 章	結論と勧告	
2-1	結 論	2-1
2-2	勧 告	2-3
第 3 章	需要想定	
3-1	関連地域	3-1
3-2	需要想定	3-3
3-3	電力需給バランス	3-7
第 4 章	連系送電線の概要 Part	
4-1	計画概要	4-1
4-2	系統計画	4-2
第 5 章	予備設計	
5-1	送電線の予備設計	5-1
5-2	変電所の予備設計	5-4
5-3	通信設備の予備設計	5-8
第 6 章	工事工程および工事費	
6-1	工事工程	6-1
6-2	工事費	6-2

第 7 章	経済評価	
7-1	Lima - Chimbote 連系送電線の経済評価	7-1
第 8 章	資金計画	
8-1	所要資金および調達	8-1
8-2	電力料金収入	8-1
8-3	費用および減価償却	8-1
8-4	返済計画	8-2
付 録		
付-1	電圧調整	付-1
付-2	過渡安定度	付-9
付-3	送電線の保護	付-10
付-4	短絡容量	付-12
付-5	連系送電線建設費の分担方法	付-13
付-6	調査資料目録	付-21

第1章 緒論

Fig. 1-1 Key and Location Map

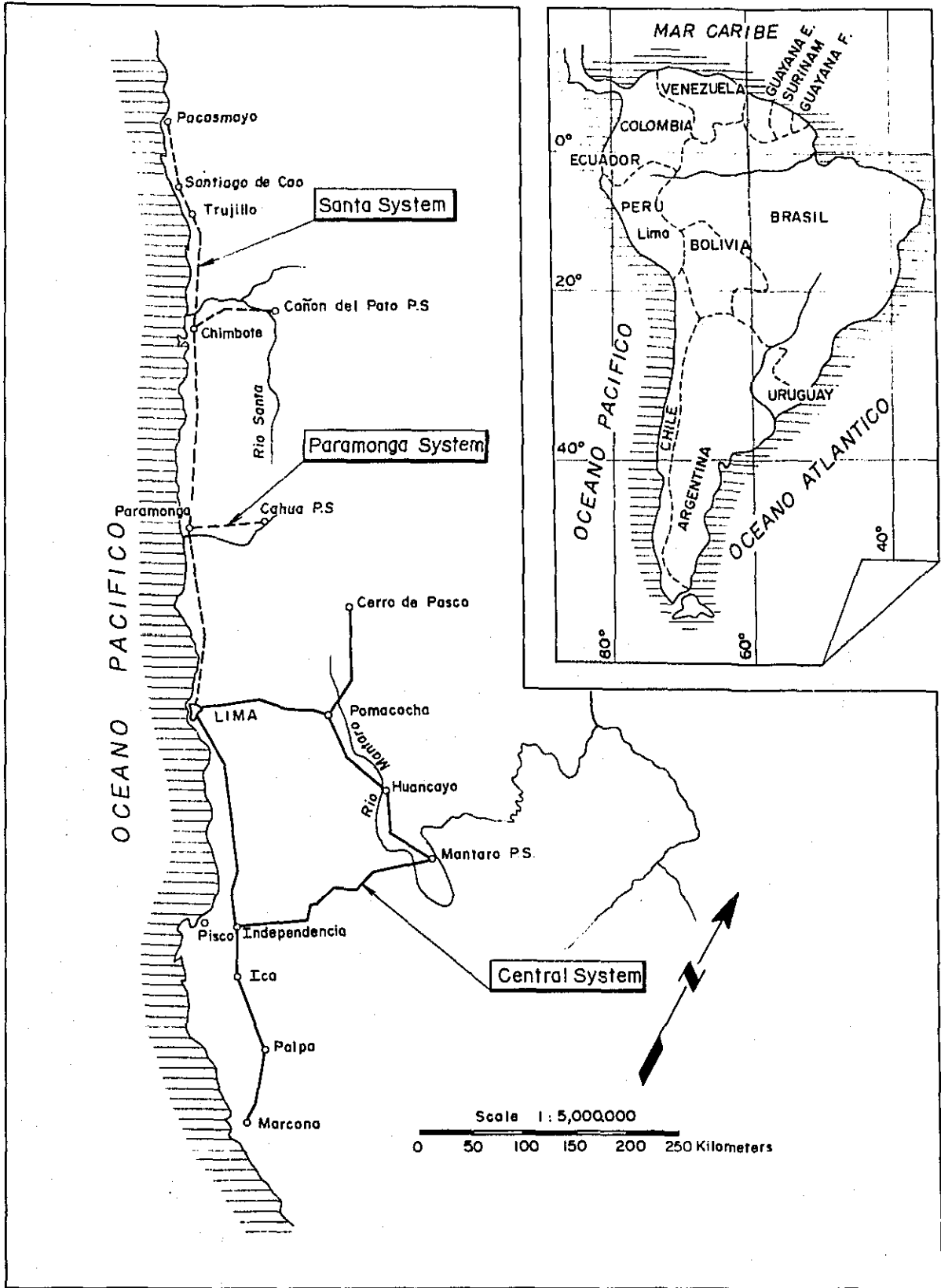
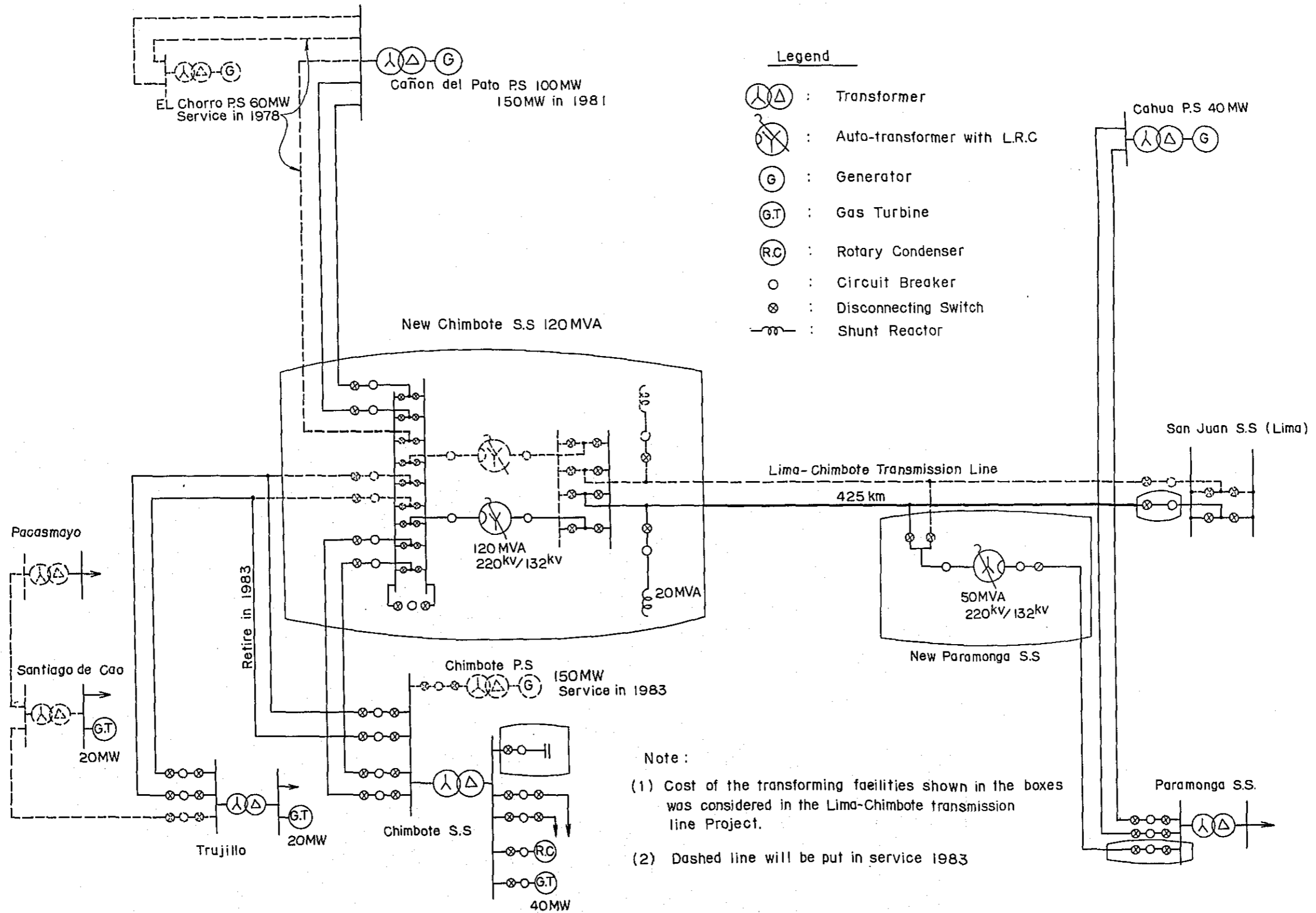


Fig.1-2 Single Line Diagram related with Lima-Chimbote Transmission Line



第 1 章 緒 論

1-1 経 緯

1970年5月31日 Peru 共和国北部の Chimbote 地域は激しい地震に襲われ甚大な被害を受けた。

この時、同地域の主力水力発電所である Cañon del Pato 発電所も災害を受け、その機能停止のため被災地域は長期に亘って電力事情に深刻な打撃を受けた。

これに鑑み Peru 共和国政府は被災地域に対する送電連系による電力の確保並びに将来の地震対策のために1970年5月作成された Lima~Chimbote 連系送電計画予備報告書 (Informe Preliminar sobre la linea de interconexion a 220kV de Lima a Chimbote) に基づいてこの連系送電線の早期実現を計るため1970年12月日本政府に対して経済協力を要請して来た。

日本政府はこの要請に基づき、その可能性について調査すべく1971年1月中旬より2月末にかけて海外技術協力事業団を通じ電源開発株式会社の技師4名からなる調査団を急拠 Peru 共和国に派遣して現地調査を行ない帰国後レポートをとりまとめた。

1-2 調査目的と範囲

本調査報告書は Lima~Chimbote 間の連系送電計画および関連変電設備について調査検討したものである。

その調査範囲は Lima を中心とする中央電力系統地域、Chimbote を中心とする Santa 電力系統地域、Paramonga を中心とする Paramonga 系統である。

1-3 現地調査および国内作業

調査団は1971年1月16日より約1.5ヶ月間にわたって Peru 共和国に滞在し Peru 国動力鉱山省、震災復興委員会、Mantoro 公団、Santa 公団等と調査および計画について打合せを行い、現地調査および関係必要資料の収集を行った。

調査団は帰国後、電源開発株式会社において Chief Engineer の指導のもとに各分野の専門家の協力を得て現地調査資料により、電力需給計画、送変電計画について検討し、さらに予備設計、工事費積算、経済評価、資金計画等について分析を行い本報告書を作成した。

1-4 資 料

本計画の立案に当って使用した基礎資料は調査団が Peru 共和国に滞在中動力鉱山省、気象

庁，地質調査所，Mantaro 公団，Santa 公団，Lima 電力会社等より提供を受けたものであり，そのリストを付録－6に示す。

1－5 調査団の編成

調査団は次の電源開発株式会社の技師で構成された。

団 長	嶋 田 潔	送電技師
団 員	苜米地 辰 夫	系統解析技師
団 員	砂 田 洋 助	変電技師
団 員	名 村 忠 久	送電技師

第2章 結論と勧告

第 2 章 結 論 と 効 告

2-1 結 論

本調査によって得られた結論は次の通りである。

- (1) 本連系送電計画は連系地域間の電力融通のほか、特に事故、災害発生時の復旧対策用緊急電源として必要且つ有効な設備である。
- (2) Chimbote地域に電力を供給している Santa 電力系統最大の Cañon del Pato 発電所は今回の地震によって被害を受け長期に亘って発電を停止し災害の早期復旧を著しく阻害しているが、過去にも同類の事故例があり今後も地震、異常洪水などによる発電停止の可能性が大きく、このことは今後 Chimbote地域の電力供給の安定性に多大な脅威を与えているので、これを解消するための最も迅速且つ安定した電力の供給ができる中央電力系統と連系する送電線を建設する必要がある、これを最優先として実施することは最も適当である。
- (3) 本連系送電線を1回線铁塔で設計した場合の送電線裸工事費はUS \$ 6,180,000 であり、2回線設計1回線架線の場合はUS \$ 7,540,000 でその差はUS \$ 1,360,000 で後者の方が高い。しかし本連系送電線は将来 Peru 国中央地域と北部地域とを結ぶ重要な基幹送電線となると判断されるのでその信頼性を重視し、近い将来2回線にすることを考慮して2回線設計1回線架線を採用した。
- (4) 連系送電線の規模は中央電力系統、Santa 電力系統および Paramonga 電力系統における需要想定、電源設備の現状と将来計画および先に述べた Cañon del Pato 発電所の全停事故とその際の潮流並びに(3)項を考慮に入れて次の通り決定した。

区 間	Mantaro 公団 San Juan 変電所から Santa公団 New Chimbote 変電所
巨 長	4 2 5 km
電 圧	2 2 0 kV
電気方式	3 相 3 線 式 6 0 Hz
送電容量	1 回 線 当 り 1 5 0 MW

回線数	1回線(2回線設計1回線架線)
導 体	330mm ² ACSR (防蝕)
碍 子	10インチ耐霧碍子1連当り21ヶ(耐塩設計)
支持物	鉄塔(耐候性鋼材使用)

(5) 電力需要想定の結果によれば中央電力系統、Santa 電力系統および Paramonga 電力系統におけるピーク時の総需要は1974年で約1,000 MW, 1984年で2,360 MWに達しその増加率は年平均約9.0%である。

また、本連系送電線の運転開始時期は、上述の需要想定から1回線目を1974年末とし、1983年Chimbote地域に火力発電所(150 MW×1)を新設しない場合には同年に2回線目を架線する必要がある。

(6) 本連系送電線の Lima 側の連系地点は Mantaro 公団が建設中の San Juan 変電所とし Chimbote 側は Chimbote 市郊外北東約10kmの地点に計画されている New Chimbote 変電所とする。

また今回新たに Informe Preliminarには計画されていない New Paramonga 変電所を新設することとし、Paramonga 電力系統と連系することを考慮した。

(7) 本連系送電線の設計に当っては電気的、機械的に耐塩害設計を施す必要がある。

(8) 本計画の工期は1973年1月着工、1974年12月完成するもので延24ヶ月を要するものと見込まれる。

本計画の遂行に必要な工事費は建設中利息を含めて

US\$ 14,598,000

であり、その内外貨の内訳は

外貨分 US\$ 10,178,000 (建中利子\$497,000)

外貨分 US\$ 4,420,000 (建中利子\$216,000)

なお、適用した年利率は3.5%である。

(9) 本連系送電線の経済性については、中央電力系統および Santa 電力系統を連系することによって、それぞれ単独の場合に比較して発電設備を省略することが可能となりその値はUS\$15,600,000と評価される。また1973年に運転を開始する Mantaro 発電所は当初余剰電力を生ずるが連系することによりこの余剰電力が有効化できそれによる

値はUS\$ 5,438,000となる。

これらの他、系統規模が大きくなることにより安定性の向上や電圧および周波数変動中の減少など金額的に評価し得ない効果がある。

さらに(6)で述べたようにNew Paramonga変電所を新設することによって本連系送電線の利用度が高められParamonga 地域における諸工業、農業などの発展に大きく貢献するものと判断される。

2-2 勸 告

以上の結論から調査団は、本計画に関し次の勸告を行なうものである。

- (1) 1974年にはChimbote地域の電力が不足するので、本連系送電計画はおそくとも1974年末に完成するよう実施すべきである。
これによって、1973年運開する現在工事中のMantaro 発電所(1期および2期684 MW)の余剰電力によって、1980年までの不足の大部分を補うことができる。
- (2) 本連系送電線の効果的運用を計るためNew Paramonga 変電所を設置し、Paramonga 電力系統と連系すべきである。
- (3) 本計画実施のため、Peru 政府は直ちに工事関係機関の設定、工事資金手当などの諸準備に入るべきである。
- (4) 調査工事(具体的な送電線ルートを選定、測量工事および鉄塔位置の決定など)をFig 6-1に示す工事工程に従い着手すべきである。
- (5) 本連系送電線の償却などを含む所要経費をこの送電線を通ずる電力量から得る収入によって賄うことは1980年以降は不可能であり年々赤字が累積される。

しかし、第7章経済評価の項で述べるように連系に伴ない発電設備の省略および余剰電力の消化などのEconomic Benefitがありこれは本連系送電線によって得るところのPeru 共和国全体としてのBenefit であるので、第8章資金計画のCash Balance にみられる赤字相当額はPeru 政府並びに本来受益者たるMantaro 公団およびSanta 公団の財務状況を十分吟味しMantaro 発電所、Cañon del Pato 発電所などの売電収入或いはPeru 政府の補助金により補填されるべきものと思料する。

第3章 需 要 想 定

第 3 章 需 要 想 定

3-1 関連地域

電力需要想定範囲は Mantaro Project により供給される Lima を中心とした中央電力系統と Chimbote を中心とした Santa 電力系統および Paramonga 電力系統とに分けられる。この3つの電力系統は現在単独で電力系統を構成しており、1970年現在の最大電力はそれぞれ 605 MW、85 MW および 40 MW である。

(1) 中央電力系統

1973年の初めに営業運転を開始する Mantaro Project 第1期 342 MW および 220 kV 送電線総延長 995 km により現在それぞれ単独で電力系統が構成されている中央電力系統の Empresas Electricas Asociadas, Cerro de Pasco Corp, および Marcona Mining Co. の3つの主要電力系統は連系された電力系統として運用されることになる。

この中央電力系統の1970年現在の発電設備は水力 600 MW、火力 116.5 MW、合計 716.5 MW である。

(2) Santa および Paramonga 電力系統

Peru 北部に位置する Santa および Paramonga 電力系統は Chimbote を中心とした電力系統であり、国営製鉄所の SOGESA、魚粉工場、砂糖工場、製紙工場等、Peru 北部における工業地域をカバーしている。

1970年現在の Santa 電力系統の事業用の発電設備は水力 100 MW のみである。

なお Paramonga 電力系統の発電設備は水力 40 MW、および火力 21 MW、合計 61 MW である。

3-1-1 Santa 電力系統の概要

a) Chimbote 地域

Chimbote 地域は Lima 以北で最も大きい工業都市であり、Peru 国最大の国営製鉄所 SOGESA (Sociedad Siderurgica de Chimbote S. A) がある。SOGESA の負荷の主たるものは電気炉で、くず鉄炉 10 MW × 2 台、鉄鋼炉 7.5 MW × 2 台である。(鉄筋等の生産量は現在 27 万トンで Peru 国内の需要をまかなっている。)

この SOGESA の最大負荷は 63 MW であるが、電気炉は変動が多く 15 ~ 30 MW の変動巾を有し電灯のフリッカーなど甚だしく電気の質は悪い。又力率も非常に悪く Chimbote 変電所変圧器 2 次側で 75% である。Chimbote 変電所には同期調相機 (15 MVA) が 1 台あるが現在修理中である。

製鉄所以外の電力需要は 23 MW あり、そのうち 19 MW はフィッシュミル工場で、これは

漁獲期以外は殆んど停止している。

以上述べた Chimbote 地方の電力需要は Cañon del Pato 発電所 (100 MW) に大きく依存しているため、これまでも地震あるいは異常洪水のたびに操業停止の止むなきに至っている。

なお Cañon del Pato 発電所は 25 MW × 4 台を有するが、水中に砂礫が多い為、水車ランナおよびノズルのエロージョンが激しく常に 1 台は補修している。従って dependable firm 出力は 75 MW と考えるべきである。現在 Chimbote 変電所にガスタービン (20 MW × 2 台) を建設中でありこれはピーク時および非常用であり本年中には完成の予定である。

b) Trujillo 地域

Trujillo 地域は Libertad 公団の管轄下であり、工業団地がある。その団地には板金工場、亜鉛メッキ工場、車輛の部品工場、自動車の組立工場などが近く建設される予定である。このほか新市街地計画も考慮されており、将来の電力需要の伸びは工業需要において年平均約 16.6% と大きい。

昨年 5 月の地震前のピーク負荷は 7,200 kW であった。Trujillo 地域への電力供給は、Cañon del Pato 発電所から Chimbote ~ Trujillo 132 kV 連系送電は 1 回線をとおして電力供給が行われているが、現在工業団地に 20 MW ガスタービンの据付が行われており又 1972 年末までに 1 回線増架工事が行われる予定である。なお Chimbote ~ Trujillo 間に Viru 変電所がある。

c) Santiago de Cao, Pacasmayo 地域

この両地方の合計電力需要は Trujillo 地域の需要と比較してやや大きい程度である。現在は工業負荷としてはセメント工場などがあるが、いずれも自家用発電設備 (Steam 又は Diesel) を有しており、市街地への電力供給も行っている。なお Santiago de Cao と Pacasmayo の間には連系線はなく単独の電力系統を構成している。

3-1-2 Paramonga 電力系統

Paramonga 地域の電力需要はその殆んどが工業用である。このうち精糖工場の電気ボイラーで約 37.5 MW が消費されている。

Paramonga に隣接する Pativilca, Barranca, Supe は電灯需要が主であり、その最大需要は約 3 MW である。この地方は平坦で豊かな農地があり精糖、製紙工業の原料である砂糖黍の栽培がさかんである。

Paramonga 地域への電力供給は Paramonga の東方 6.3 km にある Cahua 水力発電所 (40 MW) に大きく依存しているが、その外精糖、製紙工場の多くは自家用発電設備を有している。なお Cahua 発電所は発電設備 40 MW の full 発電を行っており負荷調整は需要家側の精糖

工場の電気ボイラーの調整により行われている。

3-2 需要想定

需要想定にあたっては、1970年5月動力鉱山省およびMantaro 公団の合同委員会によって作成された“Lima-Chimbote送電計画予備報告書”並びに1968年6月The J, G, White Engineering Corporation (U. S. A.)およびPiazza y Valdez Ingenieros S. A (Peru) によって作成された“Report on The Feasibility of the El Chorro Hydroelectric Plant”の想定値を検討の結果、それらの数値は妥当なものと判断され、また現地調査並びに国内における検討時間の制約および基礎データの不足などの理由から基本的に上述レポートの値を採用した。以下その概要および調査団が行なった検討結果について述べる。

なお、本連系送電線の主たる目的はSanta およびParamonga 電力系統への電力供給でもあるので、中央電力系統の需要想定はkWの想定を行ない既存の電源開発計画の妥当性を検討しSanta およびParamonga 電力系統への供給余力の確認にとどめた。

3-2-1 中央電力系統

中央電力系統はPeru 国の総面積の約17%、221,000 km² をカバーしているが、Peru 国の人口の40%がこの地域に居住し、工業生産の90%、鉱山開発の70%の生産活動を行っている地域である。

Table 3-1に示す如く1960年から1968年までの中央電力系統の設備出力は9.5%の伸びを示し、一方発電電力量は10%の伸びを示した。

将来の電力需要の想定にあたっては過去の電力需要の実績および経済成長に即した将来の電力需要の動向を把握し、決定すべきであり又ミクロ的には、用途別あるいは産業別に動向を想定する必要がある。

中央電力系統の需要想定にあたっては、Table 3-2 に示すごとく主要な4つの電力系統に分け将来の最大電力のみを想定した。

(1) Gran Lima 電力系統 (EE, EE, AA)

Gran Lima 電力系統はPeru 国の政治経済の中心地でありCallao 市を含めると、その人口は約 2.0×10^6 人に達する。至近年の人口統計資料がないため明確ではないが都市への人口集中は近年において著しくLima 市においても3%を超える人口増があるものと云われている。

将来の電力需要想定にあたっては、過去のトレンド(8.9%)より想定することとしたが、人口増加が急激なことを合わせ考えて年増加率9.5%の値を採った。

(2) Cerro de Pasco 電力系統

Cerro de Pasco 電力系統は銅鉱山の採鉱、精錬 (Copper Refinery) を主目的とした電力系統であるが同時に近隣市町村への電力供給も合わせ行っている。

この地域の過去の電力需要の伸び率を考慮し、将来の銅鉱山の開発計画から将来の電力需要の伸び率を年 8.0% とした。ただし、将来新規に Copper Refinery 設備が建設された場合は電力需要はさらに大きくなる。

(3) Marcona Mining Co. 電力系統

Marcona Mining Co. 電力系統は、鉄鉱石の採鉱を主負荷とした電力系統である。過去の電力統計は明確でないが 1968 年の最大電力需要は 40 MW であった。

1973 年には計画中の設備拡張計画が完成すると最大電力は 50 MW に達する。1973 年以降については Cerro de Pasco 鉱山で考えられた年増加率 8.0% を適用した。この結果 1968 年より 1980 年までの電力需要の増加率は 6.6% である。

(4) C S E 電力系統 (Compañía de Servicios Electricos)

Ica, Pisco および Chincha 市に電力供給を行っている C S E 電力系統は 1968 年において 8,900 MW を記録した。過去の電力需要統計は明確でないが、現状において発電設備の不足から来る潜在需要がかなりあるものと思われる。一方この地域には、かなりの自家発電設備 (1967 年において Ica 県の自家発電設備は Marcona Mining の発電設備を除けば約 30 MW である) があり、将来これらの電力需要の 50% を中央電力系統から供給することは可能である。このようなことから Gran Lima 電力系統で想定した電力需要の伸び率 9.5% と同じ値を得た。

以上 4 つの電力系統の将来需要を合成すれば 1980 年までの中央電力系統の年平均増加率は 9.0% となる。なお、1981 年から 1985 年までの電力需要については、1980 年までの年平均増加率 9.0% を用い想定した。

以上述べた電力需要の増加率を電力需要増加率と密接な関係のある経済成長率との関係からマクロ的に見直しを行えば次の如くなる。

Fig 3-1 に示すように、いかなる国の例をみても経済成長率よりも電力需要増加率の方が必ず上廻っている。

すなわち、電力弾性値 = $\left(\frac{\text{需要増加率}}{\text{経済成長率}} \right)$ は必ず 1 以上である。

中央電力系統地域の[※]経済成長率を 8% (人口増加率を 3% とすれば実質で 5% となる) とすれば上限において 13.5%、下限において 9.0% である。すなわち、中央電力系統の電力需要の増加率 9.0% は経済成長率からみて最低の増加率といえる。

※ Peru 国の経済成長率

国連統計年鑑によれば1955年より1965年までの間の成長率は11%（人口の増加率を考慮すれば7.9%）であった。又最近のPeru国の各経済指標のごく最近の動きからみて、1970年には、1966年以来実質で5%以上の経済成長率を達成することは確実である。なお中央電力系統地域の経済成長率はPeru国の平均のそれより大と思われる。

3-2-2 Santa 電力系統

Lima-Chimbote 連系送電線の対象となる電力系統はSanta 電力系統およびParamonga 電力系統である。Santa 電力系統については、多くの電力需要想定が行われており、その検討の結果を示めせば次の如くなる。

National Survey of 1957

1957年にFrench Consulting Engineerにより行われたSanta 河流域の電力需要想定結果は最小7%、最大12%、平均で10%であった。

Estimate of 1961

Cañon del Pato 発電所建設のために1961年にRader and Associates (USA)により作成されたレポートによれば1961年から1975年までの電力需要の伸び率は10%と想定された。

Estimate of 1963

1963年に上記Rader and Associates 会社がSanta 公団の電力需要の見通しを行ったが、1963年から1976年までの電力需要の伸び率は1961年の想定を大巾に超える約15%であった。

Pancitos Report (1965)

Santa 公団の供給区域に関する詳細な電力需要想定はThe J.G White Engineering Corporation (U. S. A)およびPiazza y Valdez Ingenieros S. A (Peru)により実施されたが、そのレポートによれば1965年から1985年までの20年間の電力需要の増加率は7.1%と想定された。

なお現在ChimboteおよびTrujilloに建設中の20MWガスタービンの据付は、上述の報告書の電力需要想定の結果に基くものである。

(1) 電力需要想定

Santa 電力系統の電力需要はTable 3-3、およびTable 3-4に示す如く工業需要が圧倒的に大きい。すなわちSOGESA、魚粉工業、製紙工業等の工業需要が1970年において79%、1980年において72%に達する。（なおSOGESAの占める割合

は1970年において52%、1980年において57%である)

このように Santa 電力系統の需要想定にあたっては主要ないくつかの工業需要家の将来計画 (Future Development plan) が不可欠であり、この意味において、ミクロ的な電力需要種別の積上が必要である。

調査団は前述の Pancitos Report を基礎に現地調査を行い SOGESA の拡張計画を考慮して Table 3-3 および Table 3-4 に示す結論を得た。

この結果によれば Santa 電力系統のピーク需要の増加率は10.1%であり、電力量の増加率は13.3%である。

1970年および1980年の年負荷率は夫々0.38および0.51である。なお Pacasmayo および Santiago de Cao 地域の電力需要は1974年で約30 MWであるがこのうち Papelera Trujillo S.A および Cia de Cemeto Pacasmayo S.A の電力需要が81%を占める。この2つの需要家は自家用発電設備により電力供給を行っているが将来 Trujillo から138 kV、90 kmの送電線を建設することにより Santa 電力系統に組入れることは可能である。しかし、1974年までに送電線工事を行うための資金調達が明確でないこと又必要な工事期間を考慮するならば、これら電力需要を1974年に Santa 電力系統の対象とすることは現実的でないと判断した。一方 Chimbote 地域に火力発電所が新設されるかまたは、本連系送電線が2回線となり、より強固な電力系統となる1983年に Pacasmayo および Santiago de Cao 両地域の系統と連系され Santa 電力系統の電力需要対象となるものとした。

3-2-3 Paramonga 電力系統

Paramonga 電力系統の電力需要は3-1-1 d) で述べた如く、工業需要が殆んどである。現地調査の結果 Pativilca-Barranca-Supe 地域については過去の電力需要の伸びより6.5%の増加率を考慮した。

一方その他地域については魚粉工業の至近年の不振を考慮して全体の電力需要の伸び率としては5.9%の増加率を得た。

なお、Paramonga 電力系統の年負荷率は工業需要の負荷率が高いため1970年において0.68、1980年において0.60である。

以上述べた Santa 電力系統と Paramonga 電力系統とを統合した場合、この地域の1980年までの電力需要の伸び率は9.1%、電力量需要の伸び率は10.2%となる。なお、1981年から1985年までの電力需要については Santa および Paramonga 電力系統の1980年までの年平均増加率で想定し、1983年に連系される Pacasmayo および Santiago de Cao については、Pancitos Report の想定値を採用した。

3-3 電力需給バランス

電力需給バランスの検討にあたっては Lima-Chimbote 連系送電線がある場合と無い場合のそれぞれについて中央電力系統、Santa および Paramonga 電力系統について検討を行った。

3-3-1 中央電力系統

中央電力系統の電源開発計画は、連系送電線の有無に関係なく中央電力系統の電力需要の伸びにより決まるが、検討の結果 1983 年には連系線の電力汐流を改善する目的で中央電力系統に建設される 150 MW の火力を Chimbote 地域に建設するものとした。

この結果中央電力系統の将来開発計画は Table 3-5 に示す如くなる。

すなわち 1980 年末には電力需要の伸びにより既存の電源開発計画では供給力に不足を生ずる。したがって不足する供給力については、E.E.E.AA が新規に新鋭火力 150 MW × 5 unit を建設し、さらに 1984 年には Mantaro 第 3 期計画により 300 MW の設備が増設されるものとした。なお 1973 年に運転を開始する Mantaro 発電所第 1 期、第 2 期合計 684 MW により 1980 年まで中央電力系統において余剰電力を生ずる。

Lima-Chimbote 連系送電線が無い場合の中央電力系統の電源開発計画は Table 3-6 および Fig 3-2 に示す如くなる。(異なる点は 1983 年に Chimbote 側に建設される 150 MW 火力が中央地域に建設されることである)

3-3-2 Santa および Paramonga 電力系統

Lima-Chimbote 連系送電線が完成した場合の将来の電源開発計画は Table 3-7 に示す如くなる。

Table 3-7 に示す Santa 電力系統の電源開発計画については The J.G.White Engineering Corporation (USA) により作成された "El Chorro Hydroelectric Plant" の Feasibility Report を参考として決めた。

なお既設 Cañon del Pato 発電所の Firm 出力確保のための Colcas Pondage および Santa 川の上流貯水池の建設時期についても検討を加えた。なお Santa および Paramonga 電力系統が Lima-Chimbote 連系線により連系されず単独で電力系統が構成される場合には Table 3-8 に示す如く、それぞれの電力需要の伸びに応じて電源開発が行われるものとした。

3-3-3 Lima-Chimbote 連系送電線により連系された場合の連系電力系統の需給バランス

(1) 需給バランス

Table 3-9 および Table 3-10 に示すように Lima-Chimbote 連系線の完成により中央電力系統の潜在設備出力および両電力系統間の不等率から Santa 電力系統の発電設備は単独系統の場合のそれと比較して 1974 年において 78,300 kW、1985 年において

123,300 kW の発電設備減が期待出来る。Fig 3-3 に連系電力系統の需給バランスを示す。

なお、中央電力系統の Santa および Paramonga 電力系統への可能供給 Dependable Firm 出力を Table 3-11 に示す。

(2) Lima-Chimbote 連系送電線の電力汐流

Fig 3-4 および Fig 3-5 に示す如く Santa 電力系統および Paramonga 電力系統の供給力を Lima-Chimbote 連系送電線が完成した場合の電源開発計画 (Table 3-10 参照) をもって年度別の Load Duration Curve に当込み、連系送電線の送電々力量および最大電力を算定した。その結果を Table 3-12 に示す。なお Santa 地域の Gas Turbine 60 MW は予備力とみなした。

(3) 連系送電線完成後の Santa 電力系統の電源開発計画

調査団は、中央電力系統の Dependable Firm 出力として Marcona 電力系統を除いて設備出力の 90% を採用した。(Informe Preliminar において採用された数値である) しかしこの Dependable Firm 出力については将来の Santa 電力系統の電源開発計画を左右するものであるので、Mantaro 第3期の開発時期、中央電力系統に建設される火力発電所の建設時期も含めて中央電力系統の Dependable Firm 出力を確認する必要がある。

Table 3-1 Installed Capacity and Energy Production in Central Electric Power System

Year	Installed Capacity (MW)	Energy Production (GWh)	Remarks
1960	513.6	1,731.3	
1961	-	1,919.2	Including installed
1962	567.2	2,085.7	capacity and energy
1963	-	2,438.6	production in
1964	660.6	2,629.6	Pativilca.
1965	837.1	2,823.5	
1966	928.5	3,125.7	
1967	969.5	3,398.0	
1968	1,049.4	3,671.0	
Increase (%)	9.5	10.0	

From "Informe Preliminar sobre la Línea de Interconexión a 220 kV de Lima a Chimbote, Corman 1970"

Table 3-2 Historical Peak Demand and Load Forecast

(1) Historical Load Demand					Unit = MW
Year	Gran Lima	Cerro de Pasco	Marcona Mining Co.	CSE	Total
1960	173.0	67.4			
1961	192.1	79.3			
1962	208.5	87.3			
1963	221.5	91.9	No available data		
1964	239.5	98.0			
1965	260.0	103.0		No available data	
1966	291.0	116.2			
1967	319.0	118.0			No available data
1968	338.0	124.0			
Increase (%)	8.9	8.0			

(2) Load Forecast up to 1980					Unit = MW
Year	Gran Lima	Cerro de Pasco	Marcona Mining Co.	CSE	Total
1968	338.0	124.0	40.0	8.9	510.9
1969	370.1	133.9	42.0	9.7	555.7
1970	405.3	144.5	44.0	10.7	604.5
1971	443.8	156.1	46.0	11.7	657.6
1972	485.9	168.5	48.0	12.8	715.2
1973	532.1	181.9	50.0	14.0	778.0
1974	582.6	196.5	54.0	15.3	848.4
1975	637.9	212.2	58.3	16.8	925.2
1976	698.6	229.2	62.9	18.4	1,009.1
1977	764.9	247.5	68.0	20.1	1,100.5
1978	837.6	267.3	73.4	22.0	1,200.3
1979	917.2	288.7	79.3	24.1	1,309.3
1980	1,004.3	311.8	85.6	26.4	1,428.1
Increase (%)	9.5	8.0	6.6	9.5	9.0

From "Informe Preliminar sobre la Línea de Interconexión a 220 kV de Lima a Chimbote, Corman 1970"

Table 3-3 Load Forecast of Santa System (Peak Demand in kW)

Unit: kW

	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	Increase (%)
1. Santa Power System Peak Demand												
(1) Trujillo Sub-station												
Trujillo City	10,400	11,600	14,400	16,000	18,100	20,100	22,000	24,200	26,600	29,300	32,200	12.0
Industry	-	1,500	2,000	2,500	3,000	3,500	4,000	4,500	5,000	5,500	6,000	16.6
Total	10,400	13,100	16,400	18,500	21,100	23,600	26,000	28,700	31,600	34,800	38,200	13.9
(Coincidence Factor)	(1.000)	(0.956)	(0.953)	(0.953)	(0.954)	(0.950)	(0.947)	(0.948)	(0.946)	(0.946)	(0.946)	(-)
Total Coincident	10,400	12,500	15,620	17,630	20,100	22,400	24,600	27,200	29,900	32,900	36,100	13.3
(2) Viru Sub-station												
Total Coincident	100	1,400	1,600	2,000	2,100	2,100	2,100	2,100	2,200	2,200	2,300	5.7
(3) Chimbote Sub-station												
SOGESA	44,000	57,000	57,000	57,000	57,000	77,900	98,000	105,400	112,800	120,200	127,600	11.2
ENSA	4,700	4,700	4,700	4,700	4,700	5,300	5,300	5,300	5,300	5,300	5,300	1.3
Fishing Industry	18,000	18,000	18,000	18,000	18,000	18,000	18,000	18,000	18,000	18,000	18,000	0
Chimbote City	4,700	5,700	6,900	8,200	9,700	11,300	13,300	15,300	17,500	19,900	22,500	17.0
Total	71,400	85,400	86,600	87,900	89,400	112,500	134,600	144,000	153,600	163,400	173,400	9.3
(Coincidence Factor)	(0.967)	(0.967)	(0.967)	(0.968)	(0.968)	(0.968)	(0.968)	(0.968)	(0.968)	(0.968)	(0.968)	(-)
Total Coincident	67,600	82,600	83,800	85,000	86,500	109,000	130,300	139,500	149,000	158,300	168,000	9.5
(4) Casma Sub-station												
Fishing Industry	-	-	-	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	0
Casma City	-	-	-	1,100	1,200	1,300	1,400	1,600	1,800	2,000	2,200	11.0
Total	-	-	-	2,500	2,600	2,700	2,800	3,000	3,200	3,400	3,600	5.4
(Coincidence Factor)	(-)	(-)	(-)	(0.900)	(0.900)	(0.900)	(0.900)	(0.900)	(0.900)	(0.900)	(0.900)	(-)
Total Coincident	-	-	-	2,250	2,300	2,430	2,520	2,700	2,880	3,060	3,240	5.4
(5) Huallanca Sub-station												
Mines	1,500	2,400	2,400	3,000	3,000	3,500	3,500	4,000	4,000	4,500	4,500	11.6
Huaylas Valley	2,000	2,000	2,400	2,400	2,500	2,800	2,900	3,000	3,100	3,200	3,300	5.2
Total	3,500	4,400	4,800	5,400	5,500	6,300	6,400	7,000	7,100	7,700	7,800	8.3
(Coincidence Factor)	(0.900)	(0.900)	(0.900)	(0.900)	(0.900)	(0.900)	(0.900)	(0.900)	(0.900)	(0.900)	(0.900)	(-)
Total Coincident	3,150	3,960	4,320	4,860	4,950	5,670	5,760	6,300	6,400	6,900	7,000	8.3
(6) Cañon del Pato Sub-station (Including Huallanca, Huaylas Mato & Die districts)												
Total Coincident	800	800	800	900	900	900	900	900	900	900	900	1.2
Total Peak Demand at Sub-station End (Coincidence Factor) at Generating End	82,100 (0.970)	101,300 (0.970)	106,100 (0.970)	112,600 (0.970)	116,900 (0.970)	142,500 (0.970)	166,200 (0.970)	178,700 (0.970)	191,300 (0.970)	204,300 (0.970)	217,500 (0.970)	10.1
Total Coincident	85,200	105,100	110,100	116,900	121,300	148,000	172,500	185,500	198,600	212,000	225,700	(10.1)
2. Paramonga Sub-station												
Total Coincident	35,300	36,800	38,300	40,400	43,300	45,900	48,600	51,900	55,700	59,200	62,500	5.9
Total Peak Demand (1+2) (Coincidence Factor) Total Coincident	120,500 (0.950)	141,900 (0.950)	148,400 (0.950)	157,300 (0.950)	164,600 (0.950)	193,900 (0.950)	221,100 (0.950)	237,400 (0.950)	254,300 (0.950)	271,200 (0.950)	288,200 (0.950)	9.1
Total Coincident	114,500	134,800	141,000	149,400	156,400	184,200	210,000	225,500	241,600	257,600	273,600	(9.1)

From "Informe Preliminar sobre la Línea de Interconexión a 220 kV de Lima a Chimbote, Corman 1970"

Table 3-4 Load Forecast of Santa System (Energy Demand in MWh)

	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	Increase (%)
1. Santa Power System Energy Demand												
(1) Trujillo Sub-station												
Trujillo City	44,900	46,300	58,000	64,700	74,800	83,400	92,500	102,200	112,500	124,500	137,300	11.7
Industry	-	3,000	4,800	7,600	8,600	9,900	11,300	12,800	14,300	15,800	17,300	19.2
Total	44,900	49,300	62,800	72,300	83,400	93,300	103,800	115,000	126,800	140,300	154,600	13.2
(Load Factor)	(0.493)	(0.450)	(0.460)	(0.468)	(0.473)	(0.476)	(0.481)	(0.483)	(0.485)	(0.487)	(0.489)	(-)
(2) Viru Sub-station												
Total	315	3,700	4,400	5,500	5,600	5,700	5,900	6,070	6,360	6,380	6,660	6.8
(Load Factor)	(0.370)	(0.302)	(0.314)	(0.314)	(0.304)	(0.310)	(0.321)	(0.330)	(0.330)	(0.331)	(0.331)	(-)
(3) Chimbote Sub-station												
SOGESA	130,000	243,000	249,000	250,000	252,000	345,000	415,000	479,900	513,900	548,100	581,600	16.1
ENSA	15,000	20,300	24,300	28,300	28,300	30,400	30,400	32,400	34,500	36,600	38,600	9.9
Fishing Industry	48,200	48,200	48,200	48,200	48,200	48,200	48,200	48,200	48,200	48,200	48,200	0
Chimbote City	17,800	21,300	25,500	29,800	34,900	40,400	46,300	52,500	59,400	67,100	75,600	13.5
Total	211,000	332,800	346,700	356,300	363,400	464,000	539,900	613,000	656,000	700,000	744,000	13.4
(Load Factor)	(0.358)	(0.460)	(0.473)	(0.476)	(0.480)	(0.486)	(0.472)	(0.503)	(0.504)	(0.505)	(0.506)	(-)
(4) Casma Sub-station												
Fishing Industry	-	-	2,900	2,900	2,900	2,900	2,900	2,900	2,900	2,900	2,900	0
Casma City	-	-	2,820	2,820	3,000	3,500	3,770	4,700	5,350	6,150	6,970	9.5
Total	-	-	5,720	5,720	5,900	6,400	6,670	7,600	8,250	9,050	9,870	5.6
(Load Factor)	(-)	(-)	(0.291)	(0.291)	(0.293)	(0.301)	(0.303)	(0.322)	(0.328)	(0.338)	(0.348)	(-)
(5) Hualanca Sub-station												
Mines	8,750	13,550	14,250	16,800	17,000	19,650	19,800	22,150	22,300	24,350	24,600	9.4
Huaylas Valley	5,000	5,000	6,000	6,000	6,200	6,950	7,200	7,450	7,700	7,950	8,200	5.1
Total	13,750	18,550	20,250	22,800	23,200	26,600	27,000	29,600	30,000	32,300	32,800	9.1
(Load Factor)	(0.499)	(0.536)	(0.536)	(0.536)	(0.536)	(0.536)	(0.536)	(0.536)	(0.536)	(0.536)	(0.536)	(-)
(6) Cañon del Pato Sub-station												
Total	223	223	223	390	400	410	525	440	455	470	485	8.1
(Load Factor)	(0.466)	(0.476)	(0.486)	(0.496)	(0.509)	(0.521)	(0.540)	(0.569)	(0.578)	(0.598)	(0.616)	(-)
Total at Sub-station End	270,188	404,573	434,373	466,520	481,900	596,410	683,795	771,710	827,865	888,500	948,415	13.3
Transmission Loss (5%)	13,510	21,580	21,720	23,330	24,100	29,820	34,190	38,590	41,390	44,430	47,420	(-)
Total at Generating End	283,698	426,153	456,093	489,850	506,000	626,230	717,985	810,300	869,255	932,930	995,835	13.3
(Load Factor)	(0.380)	(0.463)	(0.473)	(0.478)	(0.476)	(0.483)	(0.475)	(0.499)	(0.500)	(0.503)	(0.505)	(-)
2. Paramonga Sub-station												
Total	209,700	219,000	225,600	235,000	246,300	259,800	273,400	286,000	297,600	312,000	325,600	4.5
(Load Factor)	(0.677)	(0.680)	(0.672)	(0.663)	(0.649)	(0.645)	(0.641)	(0.630)	(0.610)	(0.602)	(0.595)	(-)
3. Total Energy Demand (1+2)												
Total	466,400	602,000	638,300	678,200	704,100	826,400	923,000	1,019,100	1,084,100	1,156,100	1,226,600	10.2
(Load Factor)	(0.467)	(0.508)	(0.516)	(0.518)	(0.514)	(0.512)	(0.502)	(0.517)	(0.514)	(0.512)	(0.511)	(-)

From "Informe Preliminar sobre la Línea de Interconexión a 220 kV de Lima a Chimbote, Corman 1970"

Table 3-5 Generating Facilities in Central System

System	Name of Power Plants	Installed Capacity (kw)	Remarks
Gran Lima System (EE. EE. AA)	Callahuanca	67,750	Hydro
	Moyopampa	63,000	Hydro
	Huanpani	31,400	Hydro
	Huinco	258,400	Hydro
	Santa Rosa	11,000	Retire in 1981 (Steam)
	Santa Rosa	53,600	" " (Gas)
	Matsucana	120,000	Service in 1971
		<u>600,000</u>	Service in 1980 (Steam)
	1,205,150		
Mantaro System	Mantaro (1st stage)	342,000	Service in 1973
	" (2nd stage)	342,000	" 1977
	" (3rd stage)	<u>300,000</u>	" 1984
		984,000	
Cerro de Pasco System	La Oroya	5,000	Thermal
	La Oroya	9,000	Hydro
	Pachachaca	12,000	Hydro
	Yaupi	105,000	Hydro
	Malpaso	54,000	Hydro
		<u>100,000</u>	Service in 1981 (Thermal)
	285,000		
Mancona Mining System	Marcona	46,500	Diesel & Steam
		<u>25,000</u>	Service in 1972 (Thermal)
		71,500	
Central System		716,650	Existing
		1,979,000	Service in future
		<u>2,545,650</u>	

Table 3-6 Supply Balance of Central Power System (Before interconnection)

Year	Peak Demand (MW)	EE, EE, AA.		Cerro de Pasco (MW)	Marcona Mining (MW)	Mantaro (MW)	Total of Installed Capacity (MW)	Total of Dependable Firm Output (MW)
		Existing (MW)	Construction (MW)					
1968	510.9	486.8	0.0	185.0	46.5	-	718.3	649.6
1969	555.7	"	0.0	"	"	-	718.3	649.6
1970	604.5	"	0.0	"	"	-	718.3	649.6
1971	657.6	546.8	0.0	"	"	-	778.3	703.6
1972	715.2	606.8	0.0	"	71.5	-	863.3	782.6
1973	778.0	"	0.0	"	"	228.0	1,091.3	987.8
1974	848.4	"	0.0	"	"	342.0	1,205.3	1,091.5
1975	925.2	"	0.0	"	"	"	"	1,091.5
1976	1,009.1	"	0.0	"	"	"	"	1,091.5
1977	1,100.5	"	0.0	"	"	456.0	1,319.3	1,193.5
1978	1,200.3	"	0.0	"	"	570.0	1,433.3	1,296.5
1979	1,309.3	"	0.0	"	"	684.0	1,547.3	1,399.5
1980	1,428.1	"	150.0	"	"	"	1,697.3	1,534.5
1981	1,558.4	542.2	300.0	285.0	"	"	1,882.7	1,706.5
1982	1,701.7	"	450.0	"	"	"	2,032.7	1,841.5
1983	1,857.7	"	600.0	"	"	"	2,182.7	1,976.5
1984	2,027.0	"	"	"	"	984.0	2,482.7	2,246.5
1985	2,210.0	"	750.0	"	"	"	2,632.7	2,381.5

Note : Dependable firm output means a summation of the installed capacity of Marcona Mining System and the 90% of installed capacity in other system.

Table 3-7 Generating Facilities in Santa and Paramonga Power System

System	Name of Power Plant	Installed Capacity (kW)	Remarks
Paramonga	Cahua	40,000	Existing (Hydro)
Santa	Cañon del Pato	100,000	Existing (Hydro)
	Gas Turbine	60,000	Service in 1971
	El Chorro	* 60,000	Service in 1978 (Hydro)
	Cañon del Pato	50,000	Service in 1981 (Hydro)
	New Thermal	150,000	Service in 1983
	El Chorro	* 60,000	Service in 1985 (Hydro)
Total		520,000	

Note; * Addition

Table 3-8 Santa and Paramonga Power System Development Scheme (Independent)

Year	Santa Power System			7/ Paramonga Power System				System Total				
	Peak Demand (kW)	Gas Turbine (kW)	Power Source C.del Pato El Charro Hydro C-2 (kW)	Dependable Firm Power (kW)	Peak Demand (kW)	Cahua (kW)	Gas Turbine (kW)	Installed Capacity (kW)	Dependable Firm Power (kW)	Peak Demand (kW)	Installed Capacity (kW)	Dependable Firm Power (kW)
1969	53,400		2/ 100,000	75,000	34,100	40,000		40,000		87,500	140,000	115,000
1970	85,200		100,000	75,000	35,300	40,000		40,000		120,500	140,000	115,000
1971	105,100	1/ 60,000	100,000	135,000	36,800	40,000		40,000		141,900	200,000	175,000
1972	110,100	60,000	100,000	135,000	38,300	40,000	5/ 20,000	60,000		148,400	220,000	195,000
1973	116,900	60,000	100,000	135,000	40,400	40,000	20,000	60,000		157,300	220,000	195,000
1974	121,300	60,000	100,000	195,000	43,300	40,000	20,000	60,000		164,600	280,000	255,000
1975	148,000	60,000	100,000	195,000	45,900	40,000	20,000	60,000	ditto	193,900	280,000	255,000
1976	172,500	60,000	100,000	195,000	48,600	40,000	20,000	60,000		221,100	280,000	225,000
1977	185,500	60,000	100,000	225,000	51,900	40,000	20,000	60,000		237,400	310,000	285,000
1978	198,600	60,000	3/ 150,000	250,000	55,700	40,000	40,000	80,000		254,300	380,000	330,000
1979	212,000	60,000	150,000	250,000	59,200	40,000	40,000	80,000		271,200	380,000	330,000
1980	225,700	60,000	150,000	250,000	62,500	40,000	40,000	80,000		288,200	380,000	330,000
1981	240,100	60,000	4/ 150,000	275,000	66,300	40,000	40,000	80,000		306,400	380,000	355,000
1982	254,500	60,000	150,000	275,000	70,200	40,000	60,000	100,000		324,700	400,000	375,000
1983	305,600	60,000	150,000	370,000	74,300	40,000	60,000	100,000		379,900	495,000	470,000
1984	326,800	60,000	150,000	370,000	78,800	40,000	60,000	100,000		405,600	495,000	470,000
1985	349,700	60,000	150,000	370,000	83,500	40,000	60,000	100,000		433,200	495,000	470,000

Note

- 1/ 20 MW x 2 units in Chimbote, 20 MW x 1 unit in Trujillo.
- 2/ Dependable firm output of Cañon del Pato Power Station is 75 MW up to 1977.
- 3/ Dependable firm output increases to 100 MW after construction of Colcas Pondage and additional installation of 2 units of 25 MW Turbine Generator.
- 4/ Dependable firm output of Cañon del Pato Power Station increases to 125 MW by construction of dam with water storage capacity of $86 \times 10^6 \text{ m}^3$ at the upriver of Rio Santa in 1981
- 5/ Considering addition of 20 MW Gas Turbine for shortage of installed capacity in Paramonga Power System.
- 6/ Interconnecting Santiago de Cao and Pacasmayo Systems to Santa Power System at the end of 1983.

Table 3-9 Demand & Supply Capability in the Interconnected System

Year	Santa & Paramonga System			Central System (2)			Isolated System Total (1) + (2)			Interconnected system			Installed Capacity	
	Peak Demand (kW)	Installed Capacity (kW)	Dependable Firm Power (kW)	Peak Demand (kW)	Installed Capacity (kW)	Dependable Firm Power (kW)	Peak Demand (kW)	Installed Capacity (kW)	Dependable Firm Power (kW)	Peak Demand (kW)	Installed Capacity (kW)	Dependable Firm Power (kW)	Installed Capacity by Interconnection (kW)	Installed Capacity (%)
1969	87,500	140,000	115,000	555,700										
1970	120,500	140,000	115,000	604,500										
1971	141,900	200,000	175,000	657,600										
1972	148,400	220,000	195,000	715,200										
1973	157,300	220,000	195,000	778,000	1,091,300	987,800	935,300	1,309,600	1,182,800	911,000				
1974	164,600	280,000	255,000	848,400	1,205,300	1,091,500	1,013,000	1,483,600	1,346,500	997,000	1/	1,405,300	78,300	5.27
1975	193,900	280,000	255,000	925,200	1,205,300	1,091,500	1,119,100	1,483,600	1,346,500	1,099,000	2/	1,405,300	78,300	5.27
1976	221,100	280,000	255,000	1,009,100	1,205,300	1,091,500	1,230,200	1,483,600	1,346,500	1,209,000		1,405,300	78,300	5.27
1977	237,400	310,000	285,000	1,100,500	1,319,300	1,193,500	1,337,900	1,627,600	1,478,500	1,315,000		1,519,300	108,300	6.66
1978	254,300	380,000	330,000	1,200,300	1,433,300	1,296,500	1,454,600	1,811,600	1,626,500	1,430,000		1,693,300	118,300	6.53
1979	271,200	380,000	330,000	1,309,300	1,547,300	1,399,500	1,580,500	1,925,600	1,729,500	1,554,000		1,807,300	118,300	6.15
1980	288,200	380,000	330,000	1,428,100	1,697,300	1,534,500	1,716,300	2,011,000	1,864,500	1,688,000		1,957,300	53,700	2.67
1981	306,400	380,000	355,000	1,558,400	1,882,700	1,706,500	1,864,800	2,261,000	2,061,500	1,835,000		2,192,700	68,300	3.02
1982	324,700	400,000	375,000	1,701,700	2,032,700	1,841,500	2,026,400	2,431,000	2,216,500	1,996,000		2,342,700	88,300	3.63
1983	379,900	495,000	470,000	1,857,700	2,182,700	1,976,500	2,237,600	2,676,000	2,446,500	2,170,000		2,492,700	163,300	6.85
1984	405,600	495,000	470,000	2,027,000	2,482,700	2,246,500	2,432,600	2,976,000	2,716,500	2,360,000		2,792,700	183,300	6.17
1985	433,200	495,000	470,000	2,210,000	2,632,700	2,381,500	2,643,200	3,126,000	2,851,500	2,564,000		3,002,700	123,300	4.15

Note: 1/ 2/ Breakdown of this figures is indicated in the Table 3-9

Table 3-10 Installed Capacity & Dependable Firm Power in the Interconnected System

	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Santa & Paramonga System												
Trujillo (Gas)	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
Chimbote (Gas)	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0
Cañon del Pato (Hydro)	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	150.0	150.0	150.0	150.0	150.0
El Chorro (Hydro)	-	-	-	-	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	2/120.0
Hydro C-2	-	-	-	-	-	-	-	-	3/150.0	150.0	150.0	150.0
Thermal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40.0	40.0	40.0
Cahua (Hydro)	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0
Paramonga (Gas)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sub-total	(200)	(200)	(200)	(200)	(260)	(260)	(260)	(310)	(310)	(460)	(460)	(520)
Central System												
EE, EE, AA (Small Hydro)	162.2	162.2	162.2	162.2	162.2	162.2	162.2	162.2	162.2	162.2	162.2	162.2
" " " (Gas & Thermal)	64.6	64.6	64.6	64.6	64.6	64.6	214.6	300.0	450.0	450.0	450.0	600.0
Huínco (Hydro)	260.0	260.0	260.0	260.0	260.0	260.0	260.0	260.0	260.0	260.0	260.0	260.0
Matucana (Hydro)	120.0	120.0	120.0	120.0	120.0	120.0	120.0	120.0	120.0	120.0	120.0	120.0
Mantaro (Hydro)	342.0	342.0	342.0	456.0	570.0	684.0	684.0	684.0	684.0	684.0	984.0	984.0
Cerro de Pasco (Hydro & Thermal)	185.0	185.0	185.0	185.0	185.0	185.0	185.0	185.0	285.0	285.0	285.0	285.0
Marcona	71.5	71.5	71.5	71.5	71.5	71.5	71.5	71.5	71.5	71.5	71.5	71.5
Sub-total	(1,205.3)	(1,205.3)	(1,205.3)	(1,319.3)	(1,433.3)	(1,547.3)	(1,697.3)	(1,862.7)	(2,032.7)	(2,032.7)	(2,332.7)	(2,482.7)
Interconnected System Total	1,405.3	1,405.3	1,405.3	1,519.3	1,693.3	1,807.3	1,957.3	2,192.7	2,342.7	2,492.7	2,792.7	3,002.7
Santa & Paramonga System												
Trujillo (Gas)	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
Chimbote (Gas)	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0
Cañon del Pato (Hydro)	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
El Chorro (Hydro)	-	-	-	-	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	2/120.0
Hydro C-2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	135.0	135.0	135.0
Thermal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40.0	40.0	40.0
Cahua (Hydro)	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0
Paramonga (Gas)	0.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sub-total	(175.0)	(175.0)	(175.0)	(175.0)	(235.0)	(235.0)	(235.0)	(260.0)	(260.0)	(395.0)	(395.0)	(455.0)
Central System												
EE, EE, AA (Small Hydro)	146.0	146.0	146.0	146.0	146.0	146.0	146.0	146.0	146.0	146.0	146.0	146.0
" " " (Gas & Thermal)	58.0	58.0	58.0	58.0	58.0	58.0	193.0	270.0	405.0	405.0	405.0	540.0
Huínco (Hydro)	234.0	234.0	234.0	234.0	234.0	234.0	234.0	234.0	234.0	234.0	234.0	234.0
Matucana (Hydro)	108.0	108.0	108.0	108.0	108.0	108.0	108.0	108.0	108.0	108.0	108.0	108.0
Mantaro (Hydro)	308.0	308.0	308.0	410.0	513.0	616.0	616.0	616.0	616.0	616.0	886.0	886.0
Cerro de Pasco (Hydro & Thermal)	166.0	166.0	166.0	166.0	166.0	166.0	166.0	261.0	261.0	261.0	261.0	261.0
Marcona	71.5	71.5	71.5	71.5	71.5	71.5	71.5	71.5	71.5	71.5	71.5	71.5
Sub-total	(1,091.5)	(1,091.5)	(1,091.5)	(1,193.5)	(1,296.5)	(1,399.5)	(1,534.5)	(1,706.5)	(1,841.5)	(1,841.5)	(2,111.5)	(2,246.5)
Interconnected System Total	1,266.5	1,266.5	1,266.5	1,368.5	1,531.5	1,634.5	1,769.5	1,966.5	2,101.5	2,236.5	2,506.5	2,701.5

Note 1/ Dependable firm output increases to 100 MW by the completion of Colcas Pondage and the additional installation of 2 units of 25 MW Turbine Generator
 2/ Construction of dam with water storage capacity of 86 x 106 m³ at the upriver of Rio Santa
 3/ Construction of 150 MW Thermal Power Station at Chimbote instead of same station planned in Liwa

Table 3-11. Dependable Firm Output Suppliable to Santa and Paramonga Systems from Central Power System

Year	Dependable Firm(1) (MW)	Peak Demand(2) (MW)	Deference (1)-(2)=(3) (MW)	By Utility ^{1/} of Load Diversity(4) (MW)	Total (3)+(4) (MW)	Deficiency in Santa & Paramonga (MW)
1975	1,091.5	925.2	166.3	20.1	186.4	78.9
1976	1,091.5	1,009.1	82.4	21.2	103.6	106.1 ^{2/}
1977	1,193.5	1,100.5	93.0	22.9	115.9	122.4 ^{3/}
1978	1,296.5	1,200.3	86.5	24.6	111.1	79.3
1979	1,399.5	1,309.3	90.2	25.1	115.3	96.2
1980	1,534.5	1,428.1	106.4	28.1	134.5	113.2
1981	1,706.5	1,558.4	148.1	29.8	177.9	106.6
1982	1,841.5	1,701.7	139.8	30.4	170.2	127.0
1983 ^{3/}	1,841.5	1,857.7	^{2/} -16.2	67.6	51.4	47.6
1984	2,111.5	2,027.0	84.5	72.6	157.1	75.3
1985	2,246.5	2,210.0	36.5	78.2	114.7	48.5

Notes: ^{1/} There is a diversity factor of 1.03 between the Central Power System and the Santa and Paramonga power systems.

^{2/} Suppliable from the Santa Power System.

^{3/} It was considered that the 150 MW thermal to be constructed in the Central Power System would be built at Chimbote in order to improve the current of the interconnected transmission line.

Table 3-12 Receiving Peak Power and Energy from the Interconnecting Transmission Line in Santa and Paramonga Power System

Year	Paramonga		Santa		Total	
	Energy (MWh)	Power (kW)	Energy (MWh)	Power (kW)	Energy (MWh)	Power (kW)
1975	1,000	5,900	91,200	73,000	92,200	78,900
1976	2,500	8,600	169,700	97,500	172,200	106,100
1977	5,100	11,900	212,500	110,500	217,600	122,400
1978	9,500	15,700	29,900	63,600	39,400	79,300
1979	14,500	19,200	48,800	77,000	63,300	96,200
1980	22,600	22,500	70,100	90,700	92,700	113,200
1981	32,500	26,500	44,900	80,100	77,400	106,600
1982	48,800	32,500	72,000	94,500	120,800	127,000
1983	65,500	37,000	1,000	10,600	66,500	47,600
1984	89,500	43,500	13,000	31,800	102,500	75,300
1985	115,000	48,500	0	0	115,000	48,500

Note^{1/} Receiving energy from 1975 up to 1980 is supplied by surplus energy of Mantaro Power Station.

Fig. 3-1 Relation between Economic Growth Rate and Elasticity

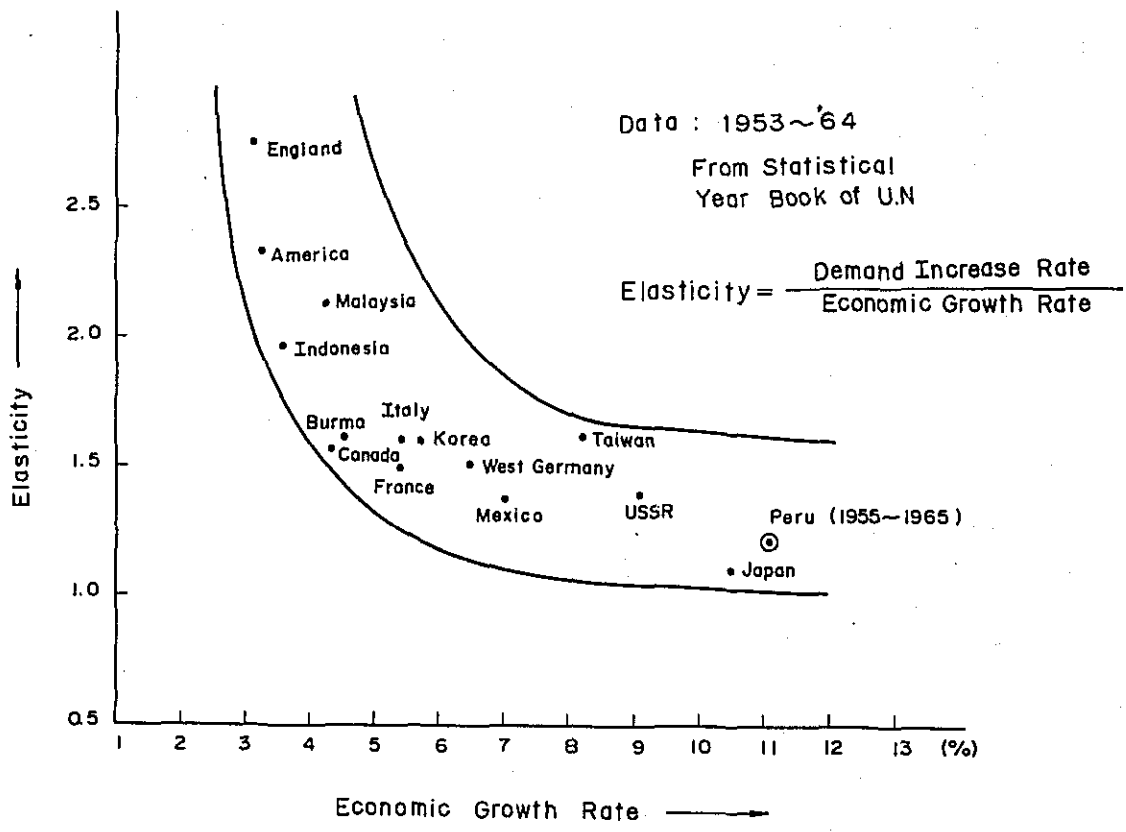


Fig. 3-2 Load Forecast of Central and Santa Power System (Independent)

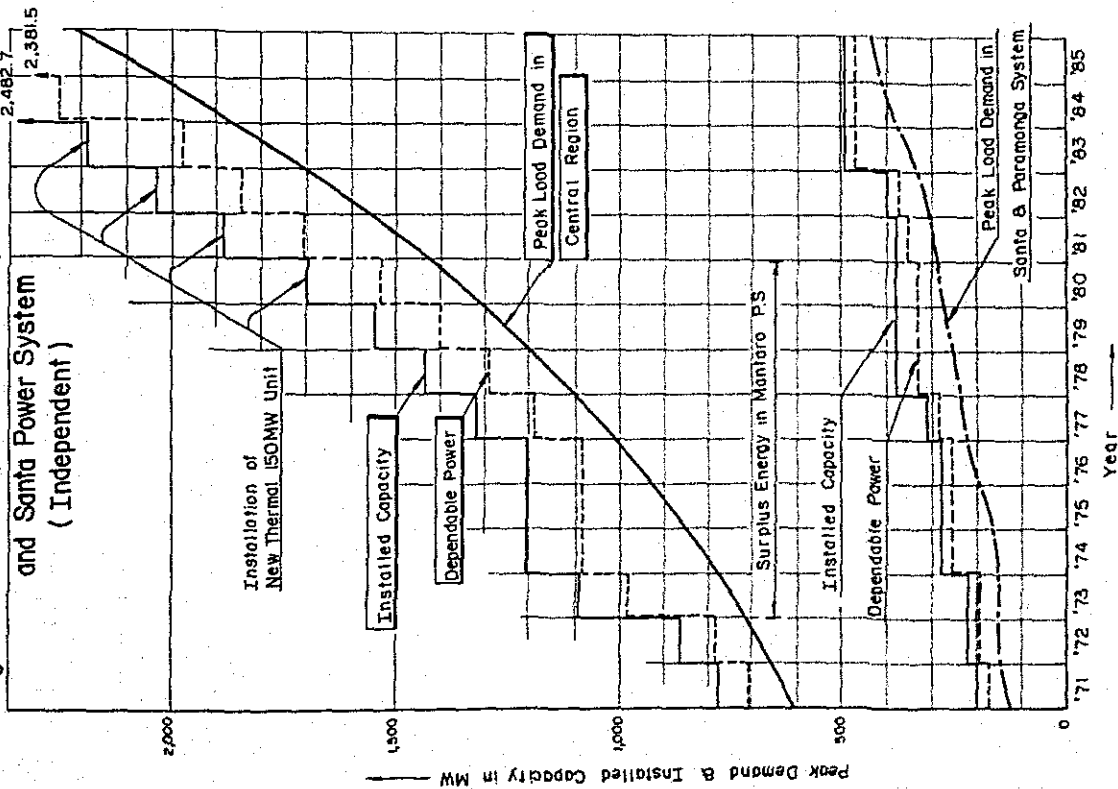


Fig. 3-3 Interconnected Power System (Santa-Paramonga-Central Region)

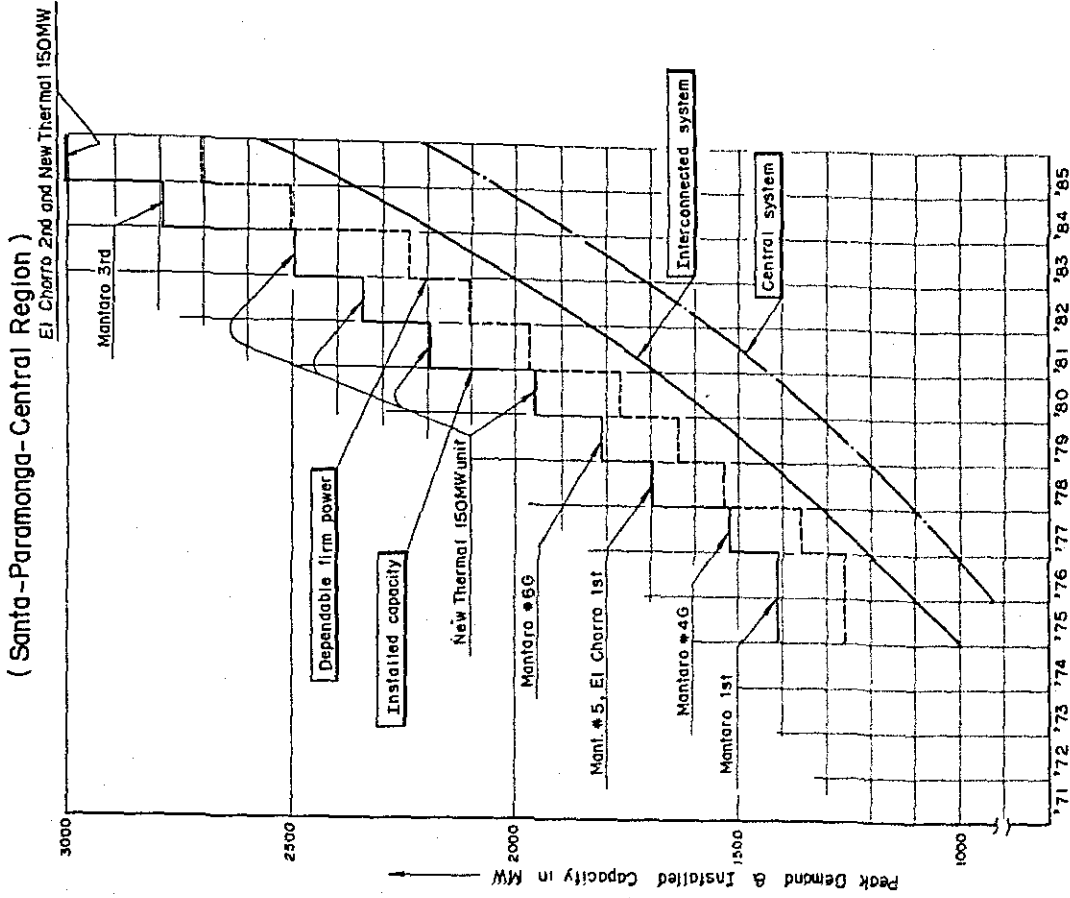


Fig. 3-4 Load Duration Curve in Santa System

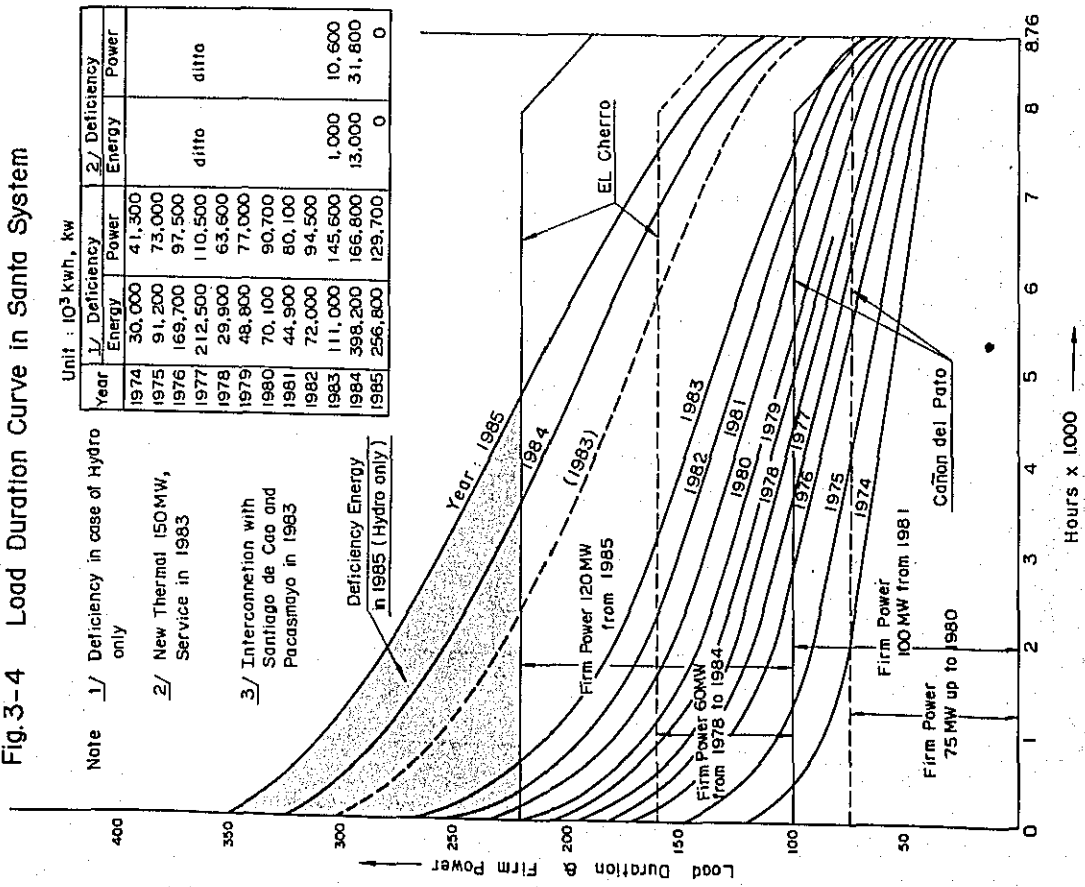
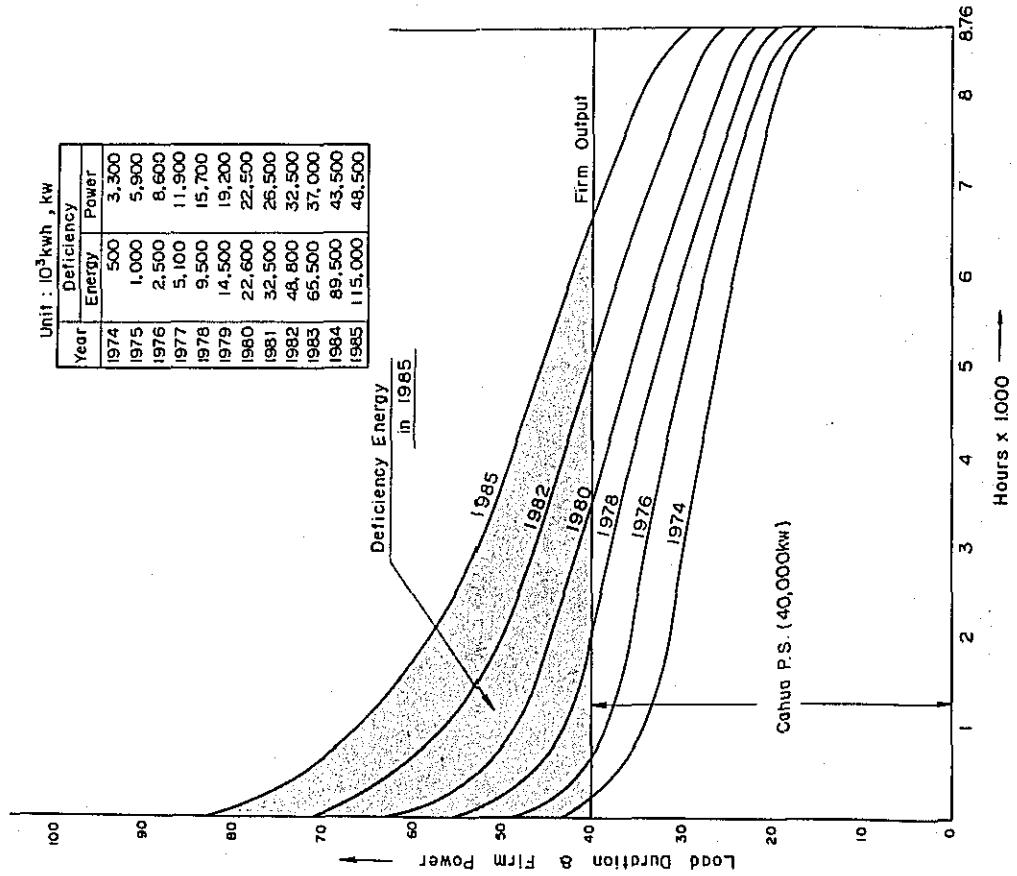


Fig. 3-5 Load Duration Curve in Paramonga System



第4章 連系送電線の概要

第 4 章 連 系 送 電 線 の 概 要

4 - 1 計画概要

4 - 1 - 1 連系送電線の概要

Lima - Chimbote 連系送電線は、送電電圧 220 kV 330 mm² ACSR 2 回線設計で当初 1 回線架線とする。運転開始時期は 1 回線目が 1974 年末とし 2 回線目は Chimbote に火力発電所を新設しない場合には 1983 年とする。

同送電線の Lima 側連系地点は Mantaro 公団が建設中の San Juan 変電所とし Chimbote 側は Santa 公団が希望している Chimbote 市北東約 10 km の地点に新設する New Chimbote 変電所とする。同連系送電線の途中に位置する Paramonga 地点に New Paramonga 変電所を新設し連系線より T 分岐でこれに接続し Paramonga 電力系統と連系するものとする。

また、1983 年には Trujillo まで連系されている 132 kV 送電線をさらに北方へ延長し Santiago de Cao, Pacasmayo まで連系するものとする。

4 - 1 - 2 変電所の概要

連系送電線の Lima 側起点は Mantaro 発電所の発生電力を直接受電できる San Juan 変電所とする。Chimbote 側受電地点は、既設 Chimbote 変電所が狭いこと、汚損の心配があることなどで Chimbote 市郊外とする。

New Chimbote, New Paramonga 両変電所に設置する変圧器はいずれも単巻変圧器とし、電圧 220 kV / 132 kV、負荷時電圧調整器付とする。容量は New Chimbote 変電所 120 MVA, New Paramonga 変電所 50 MVA とし、連系送電線を 2 回線に増架する場合には、さらに New Chimbote 変電所に 120 MVA 1 台を増設する。

4 - 1 - 3 New Paramonga 変電所の必要性

Informe Preliminar には Lima - Chimbote 連系送電線の中間に開閉所ないし変電所は考慮しておらず直接 Chimbote まで延びることとなっているが、我々は次の 3 つの理由により送電線運開と同時に (1974 年) Paramonga に変電所 (New Paramonga 変電所) を設置すべきであると判断する。

(1) 現在 Paramonga 付近に電力を供給している Cahua 水力発電所は常時全負荷運転を行なっている。(発電機 2 台)

系統の負荷調整は負荷端の電気ボイラの電極調整 (40 MW 一定) により行なっているが Lima - Chimbote 送電線と連系することにより、変則的なわずらわしい調整をする必要がなくなり、電気の「質」が向上する。

(2) Paramonga 地域 (Pativilca Balanca Supe を含む) の需要増が大きいこと。

Paramonga 地域はその恵まれた地勢により砂糖精製工場、フィッシュミル工場などがあ

り、一部は自家発でこれらの工場をまかなっているが、さらに将来この種の工場が増えることが予想される。

(3) Lima-Chimbote連系送電線の経済性を高めるためにNew Paramonga変電所を設置すべきである。Cahua 発電所の1台停止を考慮しなくても、1974年から需要が増加し連系送電線より電力を受電しなければならない。即ちLima-Paramonga間の潮流はParamonga-Chimbote間に比して重くなるが、これはLima-Chimbote連系送電線の利用率を高め、経済性を高めている。もちろん北部に災害が起き電源脱落の生じた時に緊急電力がさらに上乘せ出来る限度内で利用率を高めるものでなければならない。

1984年までを考慮するなら220kV2回線送電線でこの点は問題ない。

4-1-4 通信設備の概要

本計画における通信設備は電力系統の円滑な運用をはかるために設置されるものであって、給電指令所より発せられる指令用電話回線、保線用通信回線、系統保護、キャリアリレー回線などの構成を行なう。給電用指令回線およびキャリアリレー回線は電力系統の運用安定性に影響を与えるものであるため高い信頼度を有する必要がある、この伝送路としてマイクロ方式、電力線搬送方式が考えられるが、もっとも経済的な電力線搬送方式により回線構成を行なう事とする。

保線用通信回線としては送電線の保守業務連絡として送電線沿線上のFieldより各変電所に通話を可能ならしめる必要があるためUHF無線装置及び電力線搬送装置により構成を行なうものとし、また送電線の事故復旧の迅速性を高めるためフォルトロケータを設置することとする。

4-2 系統計画

送変電計画を作成する上において、信頼度レベルは重要なFactorであり、このレベルが低ければ設備投資は少なくなるが、安定した送電は望めなくなる。逆に高いレベルにすれば、設備投資が多くなっていく。従って信頼度レベルは電力に対する社会的要請や設備投資額などとバランスのとれたものでなければならない。

本連系送電線計画の算定に当たっては次のような信頼度レベルを計画規準とした。

(1) 電源の脱落

電源の脱落は通常対象とする系統内の最大ユニット発電機の脱落を考慮するが、我々は Chimbote 地方の最も大きい発電所である ※ Cañon del Pato が地震災害により脱落することを想定した。

この発電所は 1974 年は 25 MW × 4 台であるが、流水中に砂礫が多く 1 台は常にランナ、ノズルなどを修理しているので 25 MW × 3 台の脱落を想定した。なお、1981 年は設備容量 25 MW × 6 台となるので、1 台修理を考え 25 MW × 5 台 = 125 MW の脱落を想定した。また 1983 年に Chimbote に北部最大ユニットである 150 MW の火力発電所が建設される場合はこれの脱落を想定した。

(2) 停電の防止

いままでもなく、停電によって生ずる弊害は数多くあり、これが大規模に発生した場合は社会不安を引起す危険もある。しかし無停電にするためには、かなりの設備投資を必要とするため本計画では次のような対策で停電に対処することとした。

- a. 電源脱落により New Chimbote 変電所の連系変圧器は過負荷となるが、過負荷リレーによりこれを検出し、Chimbote 変電所より製鉄所その他に供給されている負荷の制限を行なう。即ち変圧器の過負荷がなくなるまで負荷制限を行なう。過負荷量は初年度で概算 15 % となる。(なお変圧器の過負荷は短時間なら許容できる)
- b. 変圧器の過負荷検出と同時にガスタービン (Chimbote 20 MW × 2 台、Trujillo 20 MW × 1 台、Santiago de Cao 20 MW × 1 台、但し Santiago de Cao は 1983 年以降) を起動せしめ全負荷をとる。
- c. ガスタービンの全負荷運転により先に負荷制限を行っていたフィーダー回路を順次生かしていく。
- d. 以上の経過による New Chimbote 変電所連系変圧器の通過電力概略値は Table-4-1 のように変化する。(力率 85 % と想定 送電損失を考慮せず)
- e. 同様に New Paramonga - San Juan 間の送電線についての通過電力の概略値は Table 4-2 のように変化する。(力率 85 % と仮定送電損失を考慮せず)

(3) 送電線の電圧の選定

送電線電圧は 132 kV, 220 kV, 380 kV の 3 つが考えられるが、132 kV 案は送電容量が少く (Surge Impedance Loading = 44 MW/cct) 建設して数年で容量不足となることは明らかである。

※ Cañon del Pato 発電所は過去 10 年以内に 3 回地震によって長期停止を余儀なくされている。よって発電所全体の停止を考慮しても不自然でないと考えられる。

380kV案は送電容量が過大となり (Surge Impedance Loading = 360MW/cct) 建設費は著しく大となる。中間の220kV案は送電容量も適当な値であり (Surge Impedance Loading = 120MW/cct) 我々はこれを採用する。さらに220kVを適当とする理由は下記の通りである。

- a) Lima-Chimbote間の必要連系容量を1974年より将来10年程度を考慮するなら220kV1回線で十分な送電容量を有する。
- b) 既設EE, EE, AAのHuinco発電所の系統および現在建設中のMantaroの系統などは、220kVで運転されるため、これと同一電圧とすべきである。
即ち、既系統への連系を考えると高価な連系変圧器およびこれに附随する開閉設備などが不要となり、変電所母線を別に建設する必要はなく敷地が少なくて済むなどのmeritがある。
- c) 220kVは現在Peruの最上位電圧であり将来Peru太平洋岸一帯の連系線の一部として使用するのに適当な電圧である。

なお参考までに我々が検討を行なった220kVの各種パターンおよび220kVより一段下位にある132kVと一段上にある380kVのパターンおよびその優劣をTable 4-3に示す。

(4) 送電線の安定度

安定度からみると220kV1回線では150MW程度が限界である。しかし故障を伴わない単純電源脱落による潮流増加では1回線190MWでも系統は安定である。(付録-2 過度安定度参照)

(5) 送電線の保護

本計画のような長距離送電線は高速度单相再閉路は技術的に困難であるので、1回線運転中は高速度再閉路は行なわないものとする。2回線となった場合には3相再閉路を行なう。送電線保護方式は電力線搬送継電方式とする。

(6) 連系送電線の回線数

以上の検討結果より1982年までは電源脱落が生じた際に若干の負荷制限を行なえば、送電線潮流は130MW以内に収まるので1回線で十分である(平常時ピークで最大潮流は1980年San Juan変電所~New Paramonga変電所間で115MW)

1983年にはChimbote地域に火力発電所(150MW)が建設されるが、これの脱落を考慮し、その脱落分すべてを中央電力系統から受電するものとするれば1984年から2回線必要となる。従って本連系送電線は当初2回線設計1回線架線としChimbote地域に火力発電所を建設しない場合には1983年にさらに1回線増架するものとする。

(7) New Chimbote 変電所連系変圧器容量

変圧器容量は電力需要から1982年まで120MVAで充分であるがChimbote地域に火力発電所を設置しない場合には1983年以降は容量不足となる。即ち送電線の増架と時期を同じくして変圧器の増設を行なわねばならない。

なお電圧調整上の諸問題(所要調相設備容量, 変圧器タップなど)については付録-1電圧調整を参照されたい。

(8) New Paramonga変電所連系変圧器容量

Cahua 発電所の発電機1台停止を考慮すれば1982年1983年は若干の過負荷(10%以下)となるが50MVA変圧器1台でよい。

Table 4-1. Power of New Chimbote Substation Transformer

Unit : MVA

Year	New Chimbote Transformer Installed Capacity (MVA)	New Chimbote Transformer Power			Remarks
		Firm (peak)	Instant of Cañon del Pato Outage	After Paralleling Gas Turbine	
1974	120	49.4	138.0	67.0	
1975	120	79.5	168.0	92.0	
1976	120	108.0	196.0	126.0*	*6 MVA load restriction required at transformer
1977	120	120.0	210.0	140.0*	*20 MVA load restriction required at transformer
1978	120	66.2	155.0	83.9	Operation of El Chorro 60 MW
1979	120	81.2	170.0	99.1	
1980	120	97.0	185.5	115.0	
1981	120	55.0	202.0	131.0	Cañon del Pato increased 75 MW → 125 MW
1982	120	72.8	220.0	149.0*	*29 MVA load restriction required at transformer
1983	240	164.0	311.0	168.0	Transmission line increased to 2 circuit
1984	240	191.0	337.0	244.0*	*4 MVA load restriction required at transformer

Each figure in the list are very severe condition for the Interconnecting Transmission Line and are valve in 1983 when the second circuit of the Interconnecting Transmission Line is installed

Table 4-2 Power on New Paramonga Station - San Juan Substation Transmission Line

Unit: MVA

Year	New Paramonga - San Juan Transmission Line Power			Remarks
	Firm (Peak)	Instant of Cañon del Pato Outage	Time of Paralleling Gas Turbine	
1974	54.1	143.0	71.8	6 MVA load restriction required due to transformer overloading, 136 → 130 MVA
1975	110.0	198.0	128.0	
1976	118.0	206.0	136.0	
1977	134.0	222.0	151.0	20 MVA load restriction required due to transformer overloading, 151 → 131 MVA
1978	84.7	173.0	102.0	Operation of El Chorro 60 MW
1979	104.0	192.0	121.0	
1980	135.0	224.0	153.0	Cañon del Pato increased 75 MW → 125 MW
1981	86.0	233.0	162.0	
1982	109.0	256.0	185.0	29 MVA load restriction required due to transformer overloading, 185 → 156 MVA
1983	205.0	352.0	258.0	Transmission line increased to 2 circuits
1984	236.0	383.0	290.0	4 MVA load restriction required due to transformer overloading, 290 → 286 MVA
1983*	31.2	226.0	122.0	In case of Operation of Chimbote Thermal 150 MW.
1984*	66.0	261.0	157.0	

*Outage of Chimbote Thermal Plant

Table 4-3 Comparisons of Patterns for the Interconnecting Transmission Line

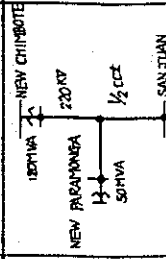
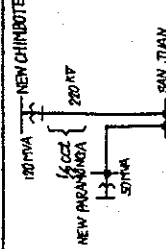
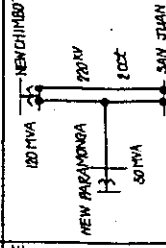
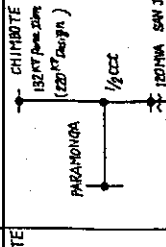
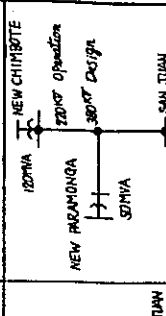
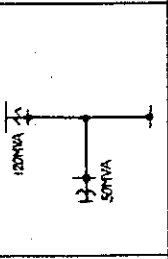
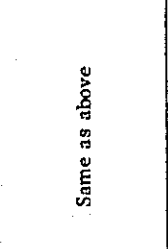

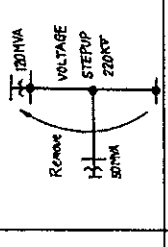
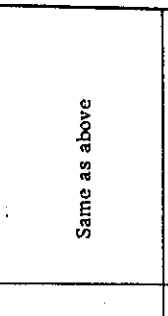
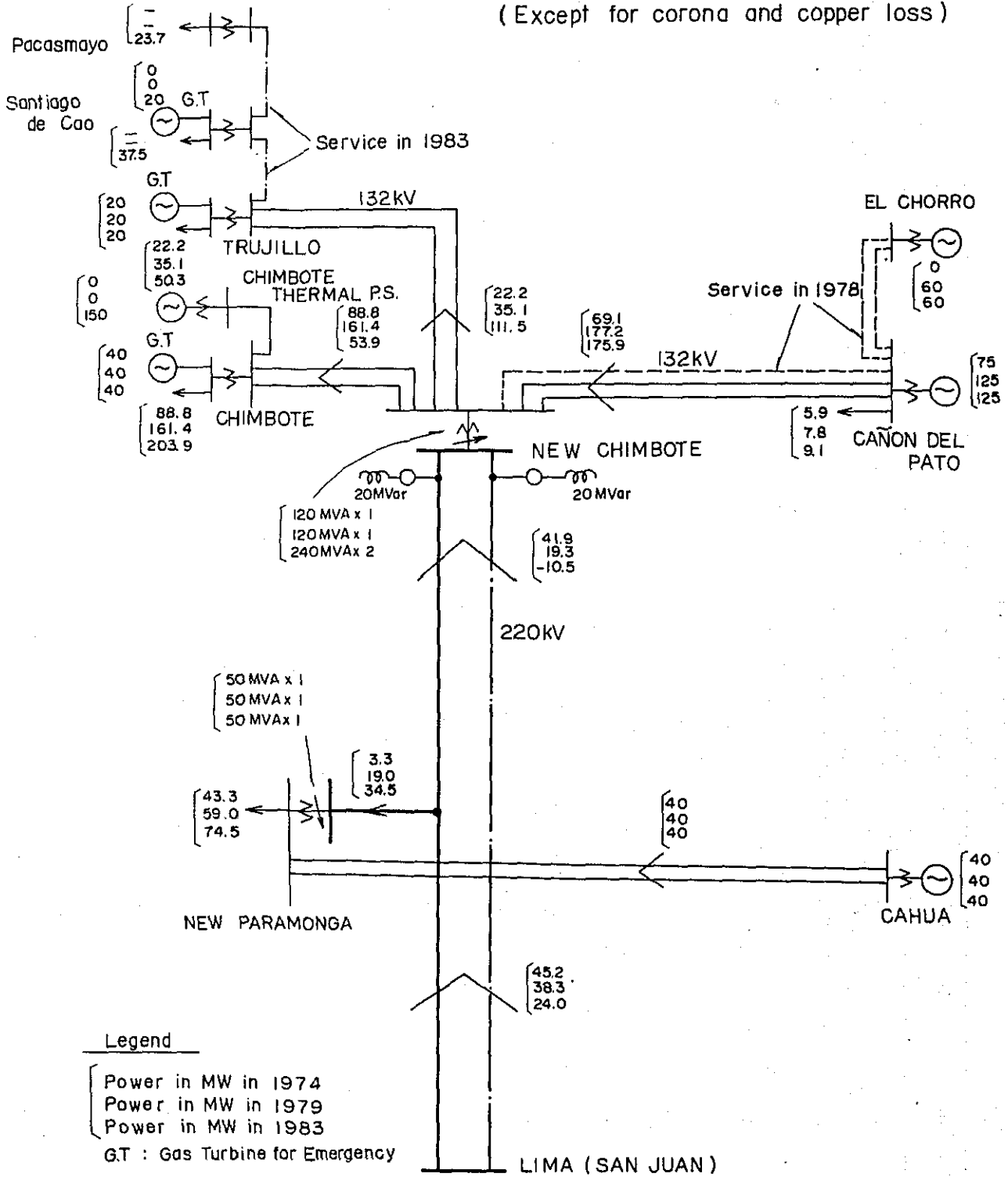
Comparison Item	Pattern A 220 kV, 1 cct	Pattern B 220 kV	Pattern C 220 kV, 2 cct	Pattern D 132 kV Operation	Pattern E 380 kV, 1 cct
1974					
Year	1979	1979	1979	1979	1979
1983					
Firm Current (1974 ~ 1984)	No problem (S.I.L. = $2.5 \times 220^2 = 120 \text{ MW}$)	No problem	No problem	Transmission impossible at 132 kV (SIL = $2.5 \times 132^2 = 44 \text{ MW}$)	No problem (SIL = $2.5 \times 380^2 = 360 \text{ MW}$)
Cañon del Pato Out	Some power source restriction in 1976, 1977, 1982	Same as left	Same as left	No problem	No problem
Transmission Loss (T-R only)	2.06 MW (1974)	Slightly less than Pattern	Slightly less than Pattern B	Maximum	Minimum
Construction Cost (Rough Estimate)	\$15,000,000	\$18,000,000	\$21,000,000	\$14,000,000	\$25,000,000
Overall Judgement	Short power stoppage at outage of power source.	System emphasized Paramonga. Short power stoppage at outage of power similar to Pattern A.	High reliability level not permitting power stoppage for one instant.	Power transmission impossible even at normal times.	Extremely costly compared to 220-kV patterns and not advantageous.

Fig. 4-1 Peak Power Flow of Santa System
Related with Chimbote Transmission Line

(Except for corona and copper loss)



第5章 予 備 設 計

第 5 章 予 備 設 計

5-1 送電線の予備設計

5-1-1 設備概要

本計画送電線設備は下記のとおりである。

1) 220kV 送電線

区 間 : San Juan S.S. (Lima) から New Chimbote (Chimbote) S.S. まで
 亘 長 : 42.5 km
 電 圧 : 220 kV
 電気方式 : 3相3線式 60 Hz
 回線数 : 2回線設計 1回線架線
 電 線 : 330 mm² ACSR 防蝕線
 地 線 : なし
 碍 子 : 254 mm 径 耐霧碍子 21ヶ連結
 支持物 : 2回線型耐候性鋼材鉄塔
 接地方式 : 直接接地

2) 132kV 送電線

	(Paramonga 地域)	(Chimbote 地域)
区 間 :	New Paramonga 変電所から Paramonga 変電所まで	New Chimbote 変電所から Callahuanca - Chimbote 送電線まで
亘 長 :	5 km	3.5 km × 2
電 圧 :	132 kV	132 kV
電気方式 :	3相3線式 60 Hz	3相3線式 60 Hz
回線数 :	1	2
電 線 :	120 mm ² ACSR 防蝕線	120 mm ² ACSR 防蝕線
地 線 :	なし	なし
碍 子 :	254 mm 耐霧碍子 13ヶ連	254 mm 耐霧碍子 13ヶ連
支持物 :	1回線型鉄塔	1回線型鉄塔
接地方式 :	直接接地	直接接地

5-1-2 設計条件

1) 送電線ルート

本計画送電線は Lima 市東南部に位置する San Juan 変電所を起点として大平洋沿いに

Andes 山脈と海岸線にはさまれた Costa 地域を通過し、北中部の工業拠点都市 Chimbote 市の新しい計画変電所に至る。

ルートは Anchon~Chancay, Paramonga~Huarney, Huarney~Casma の付近は山が海岸にせまり起伏のある山岳地を通過するが、おむね平坦で砂漠で標高は 600 m 以下である。首都圏区域では市街地化しつつある地域を避けるため迂回ルートとなり、比較的高い尾根をいくつか越えることとなる。

この地域には海からの定常風があり、土質が塩分質の砂質土壌のため、送電線の塩塵害を軽減するためには内陸側を、建設及び保守を容易にするためには比較的平坦な地域を通過するようなルートが選定された。

超高压送電線に近接する通信線路に対しては、誘導障害が避けられないが、この障害が予想される場合は、通信設備を詳細に調査し、必要な保安対策を実施させるべきである。

地質は、一般に白亜紀の海成火山堆積物で、広く砂礫層が分布し、Andes 山脈寄りには、花崗岩・閃緑岩質の火成岩である。

地耐力は大きく安定している。部分的に岩塩層が発達している。ルート経過地図を Fig 5-1 に示す。

2) 気象条件

計画地域の気象データを過去 10 年間にわたり調べた。気温は北部に向うに従って若干上昇する傾向が見られるが Max 35 °C Min 5 °C である。

風向は、南又は南西が最大頻度を示し所、時期により、北東、北西の風がある。平均風速は 4~6 m/s, max 風速は 15~16 m/s であった。降雨は極めて少く平均降雨量は 30 mm 以下である。降雨は冬期にやゝ多く、その時期には、降雨量に表われないような霧雨が多くあることが推定される。この状態はコロナ現象に対して極めて不利である。

本計画のルート沿いには雷現象はなく観測データもない、以上から設計上の気象条件を次の如く定める。

気温	最高： 40 °C
	平均： 20 °C
	最低： 0 °C
	風圧： 25 m/s 風速相当風圧
	I K L : 殆んど零

5-1-3 予備設計

1) 絶縁

ルート標高を 1,000 m 以下、I K L を零とする。系統最高電圧は 240 kV とし、直接接地

系での開閉サージ電圧及び商用周波異常電圧を考慮して、絶縁設計をすゝめた。

碍子の連結個数は、耐塩塵害設計から定まり、21ヶが適当で、標準絶縁間隔および最小絶縁間隔はそれぞれ1800mmおよび1300mmとする。これらは、170号絶縁階級相当以上である。

耐塩塵害設計は現地の状況およびsample 碍子の汚損量の測定結果から1.0mg/cmの汚損条件について行った。この場合、耐塩設計電圧は165kV、汚損碍子耐電圧は7.9kV/ヶとして21ヶ碍子連が適当である。尚、碍子汚損量については、更に調査を行い耐塩設計の完全を計ることが好ましい。

2) 電 線

150MWの送電容量相当の電流は、約470Aである。この電流容量を持つ電線は120mm²ACSR以上であるが、本送電線ではコロナ現象を考慮して330mm²ACSRを選定した。220kVで330mm²ACSRの送電線の場合、電線表面電位傾度は約16kV/cmであって適当である。コロナ現象から限定される330mm²ACSRと工事費は大きくなるが電力損が小さくなる410mm²ACSRとの経済性を比較した結果においても330mm²ACSRの使用は妥当なものである。

ルート環境の腐蝕的条件から、線種は防蝕型ACSRとした。本線種により経済的にかつ十分に電線の耐蝕性を高めることが期待できる。

架線設計では常時の電線応力を基準にする必要がある。ここでは、電線の機械的疲労を考慮して、EDSを18%におさえ、最大使用張力は2,600kgとする。

電線支持点には、耐振設計上damperを取付るものとする。

3) 支持物

本連系送電線は当初(1974年)1回線施設、近い将来について2回線施設を必要とする。このため次の三つの案において比較を行い2回線型支持物について設計をすゝめることにした。

- a) 当初1回線将来1回線を別ルートに新設する。
- b) 当初2回線設計1回線架線、将来1回線を増架する。
- c) 当初から2回線を設ける。

工事費を試算し前記の各案について投資時期のずれを考慮しながら比較すると、2回線設備を必要とする時期が当初設備運開後、おゝむね10年後であるならば、(b)案計画が有利である。本計画の場合2回線を必要とする時点が1983年と想定されることおよび、初期投資が過大にならないことから当初1/2回線施設をすることとして、2回線鉄塔を採用すべきである。

支持物種別については、鉄塔とコンクリートポールを比較した。コンクリートポールの場合、220kV級送電線の2回線装柱は機械的に適当でないので(a)案計画によらねばならない。このため、1回線計画による場合は、コンクリートポールを採用し得る可能性があるが、本計画の場合は、鉄塔支持物を用いて $\frac{1}{2}$ 回線計画により、投資効果を上げられるために、総合的には鉄塔支持物が有利である。鉄塔支持物を採用することは、経済的有利なばかりでなく、機械的にも信頼度が高い。

電線の spacing は鉄塔の支持点における接地間隔、経間中央における線間間隔を検討した。その結果、標準型鉄塔で水平線間を7.8 m以上、垂直線間を6.0 mと定めた。

標準経間は400 mが適当である。

防蝕性を高めるために鉄塔部材には耐候性鋼材を使用することとしている。耐候性鋼材は、含有合金元素の働きによって、表面に酸化被膜が形成され、腐蝕の進行を効果的に防止することが出来普通鋼の2~4倍の耐候性を有するものである。標準鉄塔図をFig 5-10に示す。

5-2 変電所の予備設計

5-2-1 設備概要

本計画の変電所設備は下記のとおりである。

(1) San Juan 変電所

- 220kV 送電線引出設備 1回線
- しや断器 240kV 5GVA 1台
- 断路器 240kV 3台

(2) New Chimbote 変電所

- 220kV 送電線引込設備(分路リアクトルを含む) 1回線
- 主要変圧器 1群
- 132kV 送電線引出設備 4回線
- 132kV 母線連絡設備 1回路
- 主要変圧器 220kV/132±13.2kV/66kV 120MVA 単巻 1台
- 分路リアクトル 220kV 20MVA 1台
- しや断器 240kV 5GVA 3台
- " 144kV 2.5GVA 6台
- 断路器 240kV 4台
- " 144kV 1.6台

(3) Chimbote 変電所

○ 1 3.8 kV 調相設備 (電力用コンデンサ)	1 群
電力用コンデンサ	1 3.8 kV 3 5 MVar	1 群
しゃ断器	1 4.4 kV	1 台
断 路 器	1 4.4 kV	1 台

(4) New Paramonga 変電所 (6,000 m²)

○ 主要変圧器	1 群
主要変圧器	2 20 kV / 1 32 t 1 3.2 kV / 2 2 kV 5 0 MVA 単巻	1 台
しゃ断器	2 4 0 kV 5 GVA	1 台
断 路 器	2 4 0 kV	1 台
"	1 4 4 kV	1 台

(5) Paramonga 変電所

○ 1 3.2 kV 送電線引出設備	1 回線
しゃ断器	1 4 4 kV 2.5 GVA	1 台
断 路 器	1 4 4 kV	3 台

詳細は添付図面の通り

5-2-2 変電所の位置および環境

(1) Lima 側引出地点

本連系送電線の Lima 側引出地点としては、Mantaro 公団の San Juan 変電所および EE, EE, AA の Chavarria 変電所が考えられるが Mantaro 発電所の発生電力を直接受電できると、現時点では EE, EE, AA の計画している 220 kV Lima 地域外輸系統建設の確たる時期が不明なため Mantaro 公団の San Juan 変電所とした。

(2) Chimbote 側引込地点

本連系送電線の Chimbote 側引込地点としては、既設 132 kV Chimbote 変電所は国営製鉄所 SOGESA の構内にあり、220 kV 変電所を設置するには既設の配電線等の撤去移設の必要があり十分な用地を確保することが困難である。又 Chimbote 湾からの汐風による塩害のほか製鉄所の煙塵害の恐れもある。さらに耐震設計のうえからも地盤の強固な地点が望ましい。本計画では Santa 公団の要望もあり Chimbote 市の北東約 10 km Co, Tambo のふもとの新規地点に New Chimbote 変電所を建設するものとした。

(3) Paramonga 系統との連系地点

既設 Paramonga 系との連系地点については、本計画の送変電設備を塩害から避けることと、送電線ルートが農耕地を通過するのを避けて、現在の Paramonga 変電所より約 5km 内陸部を通過させ、220kV 送電線直下に連系変電所を新設し、132kV の送電線で既設 Paramonga 変電所と連系させることとした。

5-2-3 変電所の構成

(1) New Chimbote 変電所

a 変電所用地 (30,000m²)

この変電所の最終規模として

220kV 送電線引込	4 回線
主要変圧器	2 群
132kV 送電線	7 回線
132kV 母線連絡	1 回路

を考慮した。

なお、新規変電所地点は傾斜地であるため、整地土量の軽減のため 2 段整地を考慮した。

b 主要変圧器

主要変圧器容量は需要想定の結果から、ユニット容量の標準化も考慮して 120MVA とし、負荷時電圧調整器付とした。

主変巻線は 220kV 側、132kV 側とも直接接地系統に接続されるため、経済的な単巻線構造とし、3 次巻線は将来 Casma への 66kV 送電線を考慮して 66kV の三角形結線とした。

また、変圧器は同一容量のバンクを 3 相器 1 台または単相器 3 台で構成する場合を比較すると 3 相器は単相器の約 80% の価格となり、重量も軽くなるので、基礎量も少なく済む。信頼度の面から検討すれば、最近の変圧器は事故率が極めて低くまた雷害がないことを考え合せば予備変圧器設置の必要性は少ないので 3 相器の方が有利である。

c 送電線引出設備

220kV 連系送電線は当面 1 回線となるが、132kV 側は電力系統の信頼度から既設系統を π 引込みするものとし 4 回線分の引出設備を設置する。さらに将来計画として 220kV 連系送電線 1 回線増設のほか、220kV 北方連系送電線 2 回線、132kV Cañon del Pato 発電所向送電線 1 回線、132kV Trujillo 変電所向送電線 2 回線が設置されるものとして考慮した。

d 母線結線方式

New Chimbote 変電所は Lima-Chimbote 間が連系された後は系統上重要な変電所

となるので機器の点検，系統運用の便宜，母線事故時の全停防止に有利な2重母線方式としたが，220kV側母線は当面送電線が1回線なので将来の母線結線方式を考慮のうえ，単母線方式とした。132kV側母線は同様に2重母線方式とし母線連絡しや断器を設置して，運用の便宜を計るものとした。

e 絶縁設計および耐塩害設計

変電所主母線の絶縁設計は送電線に準ずるものとした。変電機器の絶縁強度は220kV直接接地系について絶縁階級170号(BIL 900kV)を満足するものとし，これを上廻る系統の異常電圧は避雷器および線路引込ロギャップにより，保護するものとした。機器の耐塩害設計については送電線の場合と異り機器の過絶縁は経済的に限度があり，他方変電所の場合保守管理は送電線の場合に比して，比較的容易であることから活線洗浄車による定期的な洗浄を前提として塩害対策を行うものとした。

f 変電所本館

変電所開閉機器の制御回路，配電盤，主変及び送電線保護装置を収納する為の変電所本館を建設するものとした。

(2) New Paramonga変電所

a 変電所用地 (6,000m²)

変電所の最終規模として

220kV 送電線	2回線
主要変圧器	1群
132kV 送電線	1回線

を考慮し，これに要する用地を確保するものとした。

b 主要変圧器

需要想定の結果から50MVAとし負荷時電圧調整器付とした。変圧器構造はChimbote変電所と同様単巻線の3相器を設置するものとした。

c その他

母線結線方式は将来2回線目が増架された際は，どちらの回線からも切替えてT分岐出来る方式とした。絶縁設計および耐塩害設計はNew Chimbote変電所と同様な設計を考慮した。

(3) San Juan変電所およびParamonga変電所

San Juan変電所の220kV送電線引出設備，およびParamonga変電所の132kV送電線引出設備については，上述のNew Chimbote変電所の設計条件に合せたほか，それぞれ既設設備の増設であるため，主要機器の配置等の構成は既設のものに準じて考慮した。

5-3 通信設備の予備設計

5-3-1 設備概要

本計画における通信設備の概要は次の通りである。

機 種	仕 様	San Juan 変電所	New Paramonga 変電所	Paramonga 変電所	New Chimbote 変電所	Chimbote 変電所
電力線搬送装置	3 ch, 35dBm	1	1			
"	2 ch, 35dBm		1		1	
"	1 ch, 27dBm		1	1	1	1
ブロック装置		1			1	
キャリアリレー装置	40 dBm	1	3	1	3	2
フォルトロケータ装置	C型	1			1	
固定局用 VHF	10w	2	1		2	
基地局用 VHF	10w	1	1		1	
車載用 VHF	5w	3				
携帯用 VHF	1w	4				

なおブロック装置は既設電力線搬送回線との周波数干渉を避けるため San Juan 変電所、New Chimbote 変電所に設置する必要がある。本連系送電線は非常に長距離送電線であるため New Paramonga 変電所は通信回線構成上重要な中継所として機能する。従って New Chimbote 変電所が設置されない場合にはこの地点に電力線搬送電話回線および電力線搬送キャリアリレー回線のための中継局を設置する必要がある。

5-3-2 回線構成

給電指令および連系送電線の保安、保守に必要とする通信回線を次の通り構成する。

(1) 給電指令用電話回線

New Chimbote 変電所および Paramonga 変電所への給電指令は San Juan 変電所より指令されるものとし、電力線搬送装置により給電指令用電話回線を各区間に設ける。なお、Chimbote 変電所～Cañon del Pato 発電所間の既設 13.8kV 送電線 2 回線は New Chimbote 変電所に π 分岐を行なうため Chimbote 変電所、Cañon del Pato 発電所向け電力線搬送電話装置は New Chimbote 変電所に移設し、New Chimbote 変電所～Cañon del Pato 発電所間の電話回線を構成するとともに Chimbote 変電所～New Chimbote 変電所間に電力線搬送電話回線を新設する。

電力線搬送電話回線の概要は次の通り

San Juan変電所～New Chimbote 変電所	3 ch	35 dBm	1 系統
New Paramonga変電所～New Chimbote 変電所	2 ch	35 dBm	1 系統
New Paramonga変電所～Paramonga 変電所	1 ch	27 dBm	1 系統
New Chimbote 変電所～Chimbote 変電所	1 ch	27 dBm	1 系統

(2) 電力線搬送リレー

San Juan変電所～New Paramonga 変電所～New Chimbote 変電所, New Paramonga 変電所～Paramonga 変電所およびNew Chimbote 変電所～Chimbote 変電所の各区間に電力線搬送リレーを設置する。なお San Juan 変電所～New Paramonga 変電所～New Chimbote 変電所間は3端子キャリヤリレーを構成するが San Juan 変電所～New Chimbote 変電所間は長距離区間であるためNew Paramonga変電所において中継を行ないこの間の信号伝送回線を構成する。また Chimbote 変電所の Cañon del Pato 発電所向けキャリヤリレー装置は New Chimbote 変電所に移設する。

(3) 保線用 V H F 回線

San Juan 変電所および New Chimbote 変電所より 220kV 送電線沿線の保守員と通話を可能ならしめるため V H F 基地局を3ヶ地点に設置し、これらの V H F 基地局と San Juan 変電所, New Paramonga 変電所および New Chimbote 変電所との各区間には V H F 固定回線を設置する。

なお, New Paramonga 変電所附近の V H F 基地局へは電力線搬送電話回線を介し San Juan 変電所との通話を可能ならしめる。

(4) フォールト ロケータ

送電線の事故復旧の迅速性をはかるため San Juan 変電所および New Chimbote 変電所にフォールト ロケータ装置を設置する。

Fig.5-1 Transmission Line Route Map

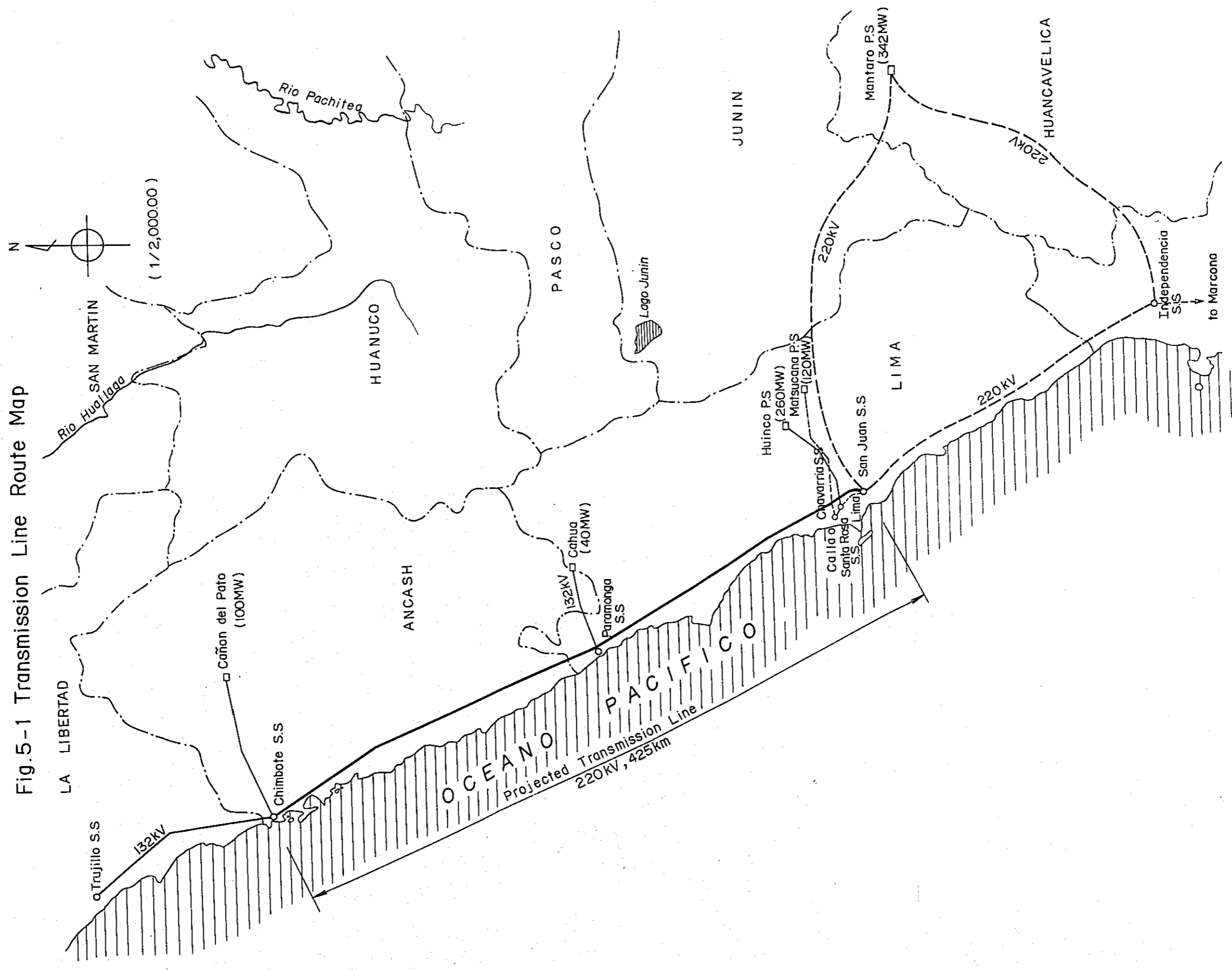


Fig.5-2 SAN JUAN s/s

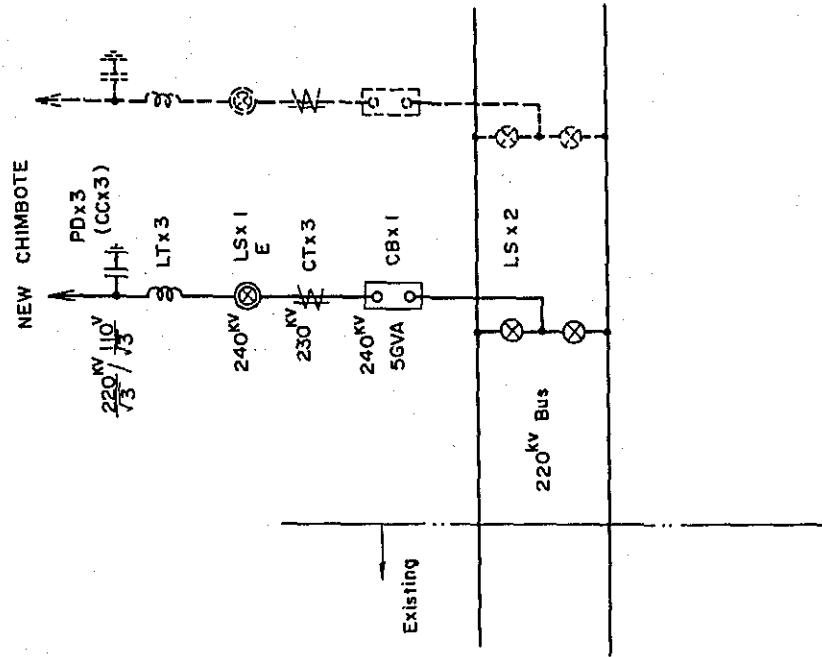


Fig. 5-3 NEW CHIMBOTE s/s

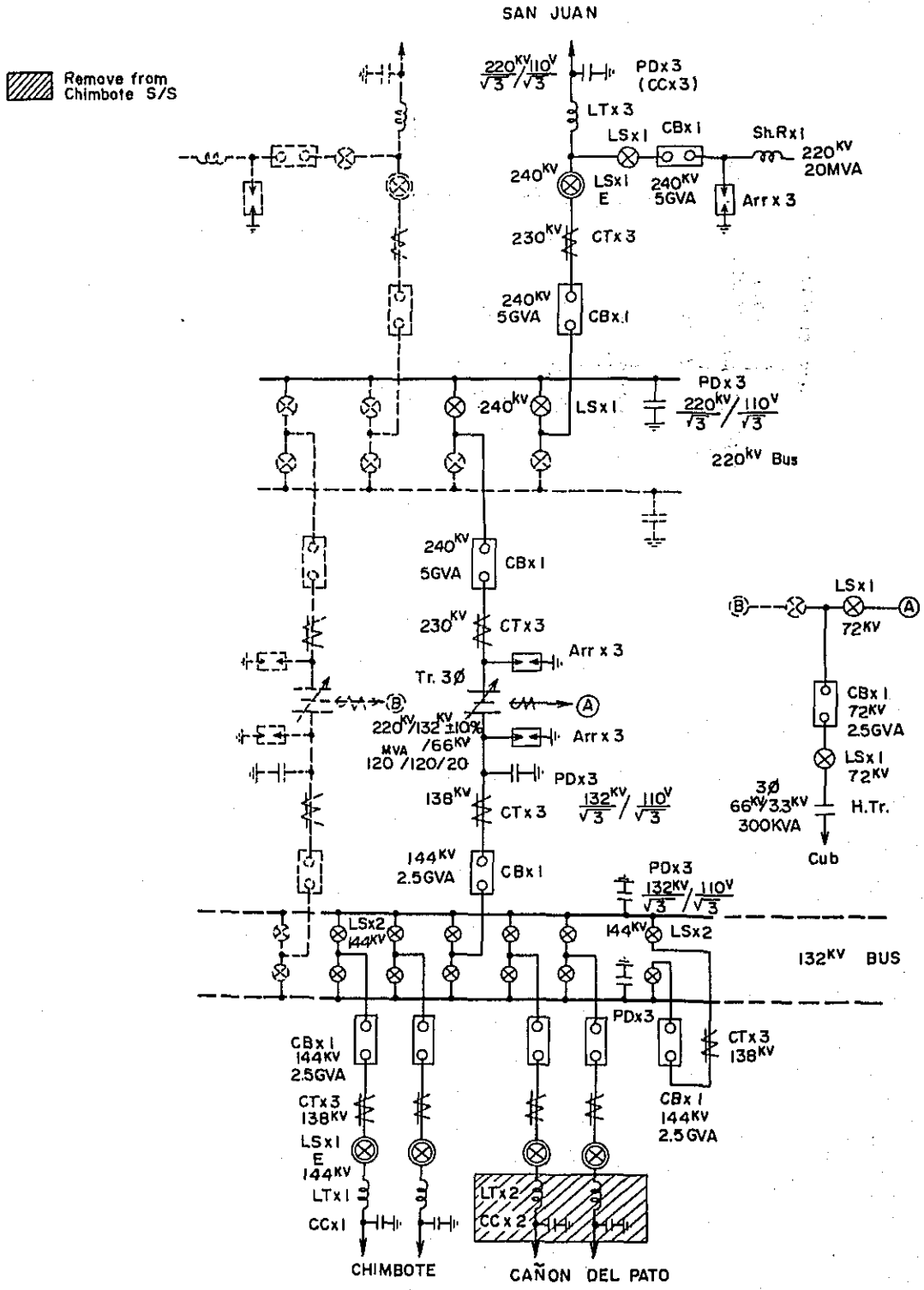
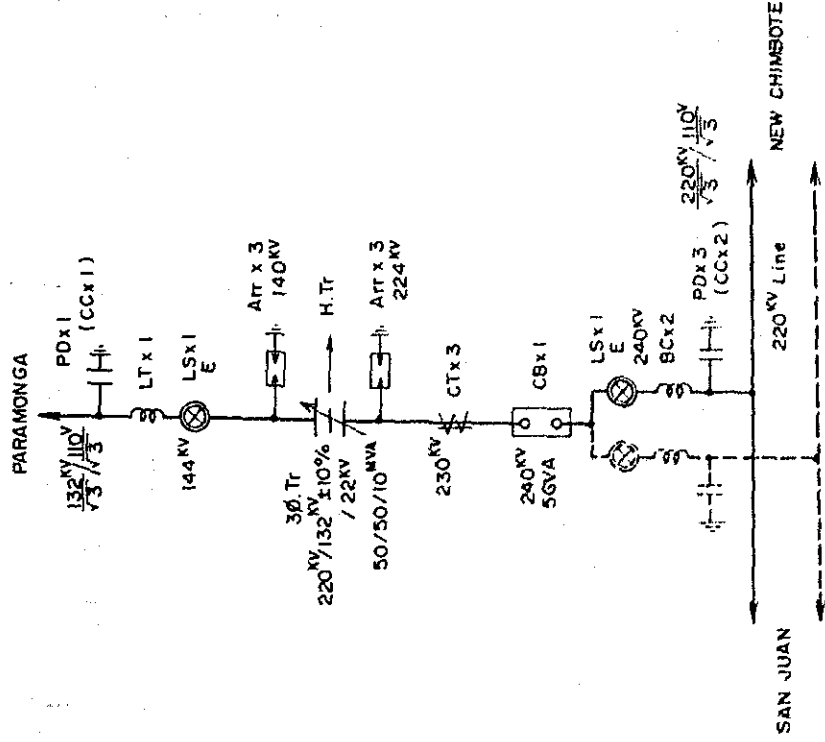


Fig. 5-4 One Line Diagram

NEW PARAMONGA S/S



PARAMONGA S/S

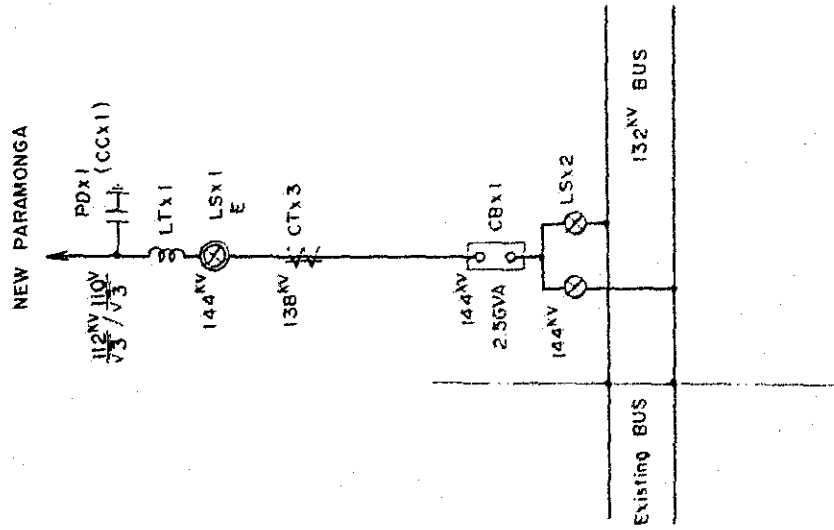


Fig. 5-5 SAN JUAN s/s (1/500)

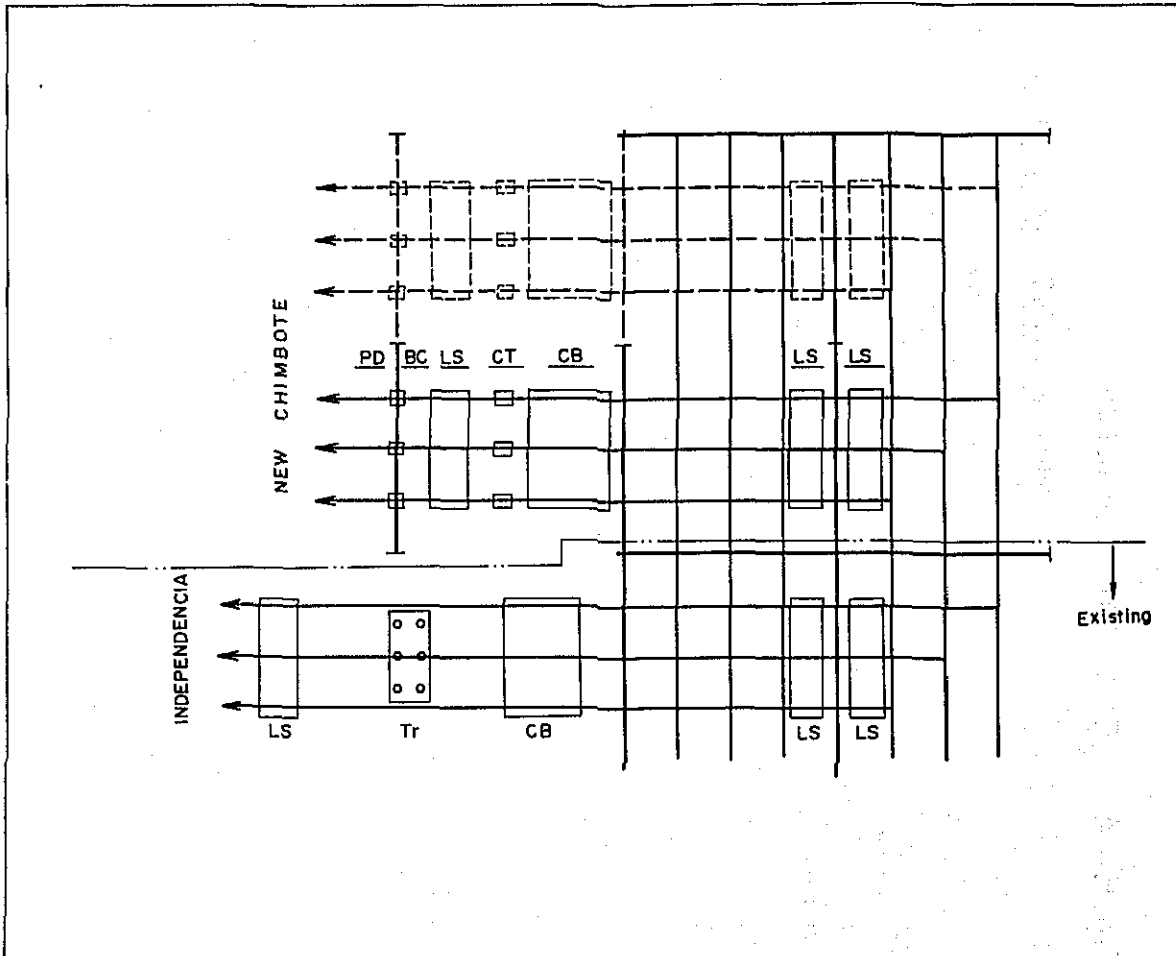


Fig.5-6 NEW CHIMBOTE s/s (1/1000)

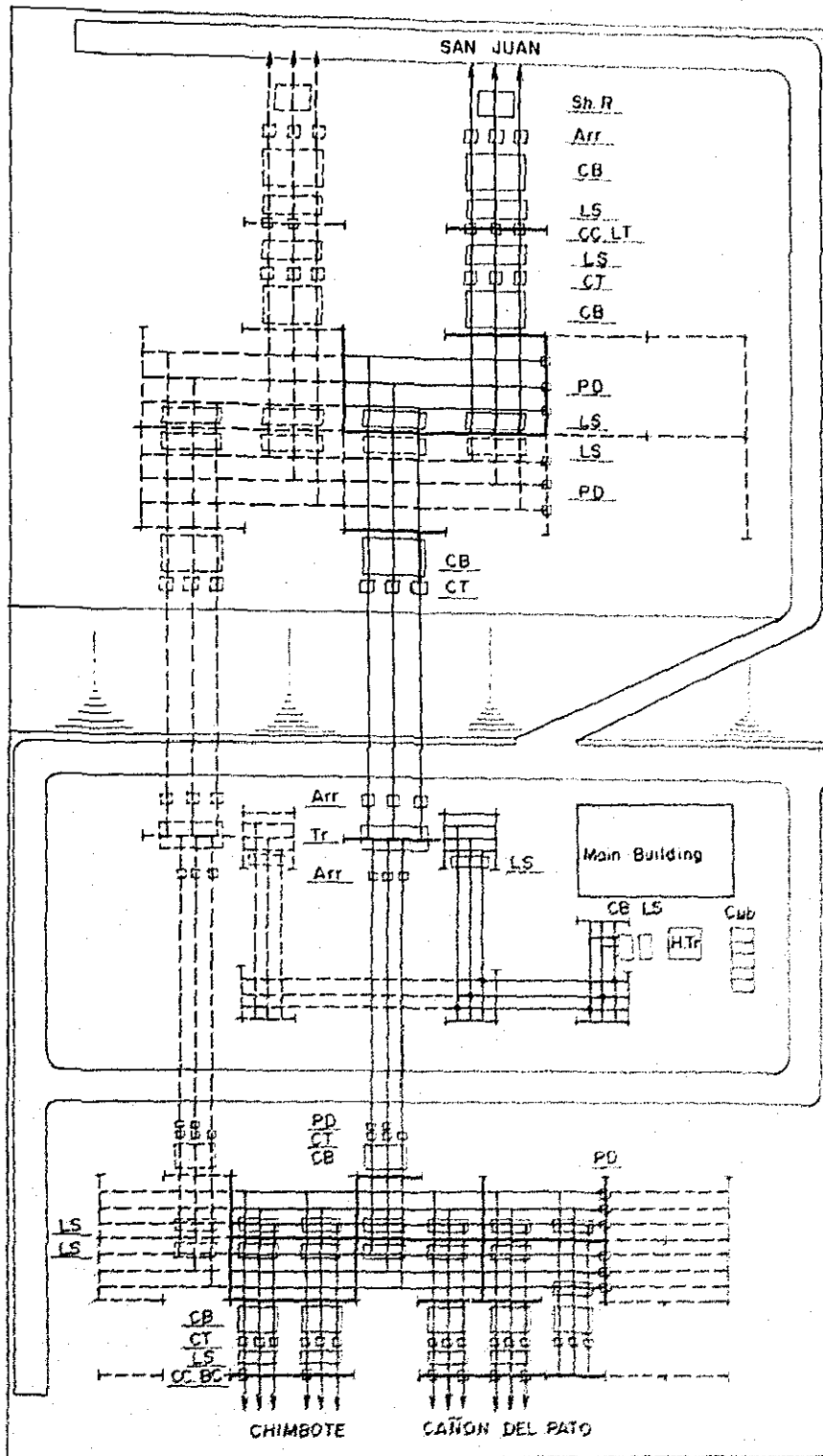


Fig.5-7 NEW PARAMONGA s/s (1/1000)

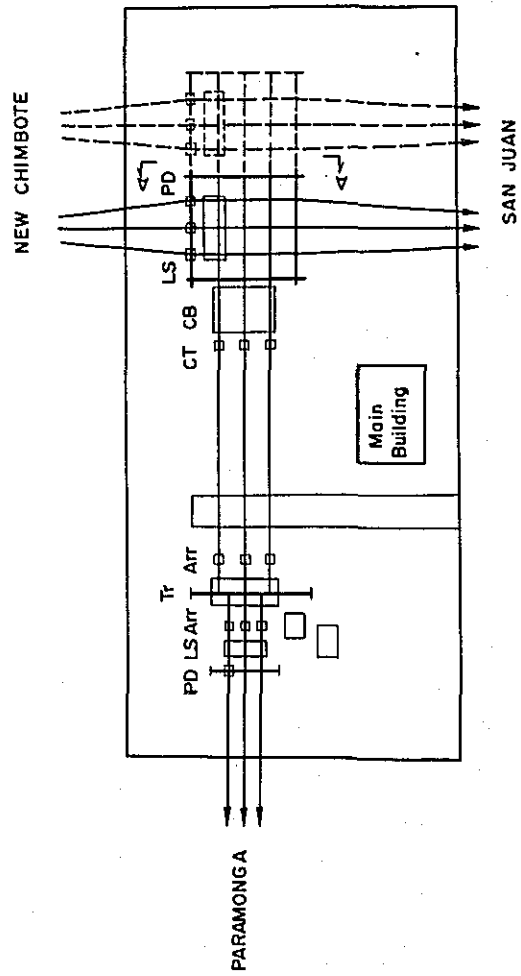


Fig. 5-8 Power Line Carrier Protective Relaying System Diagram

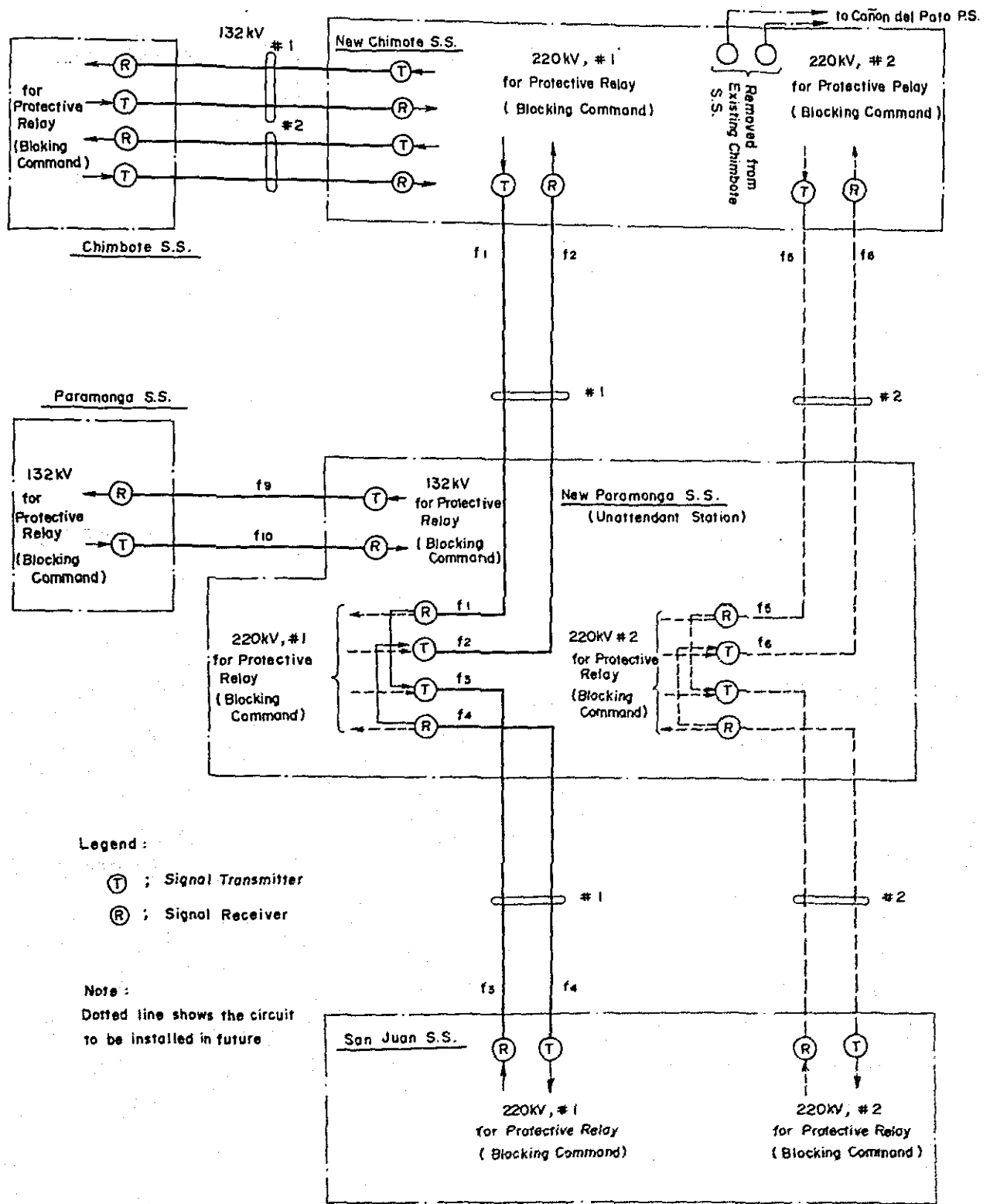


Fig. 5-9 Telecommunication Circuit Diagram

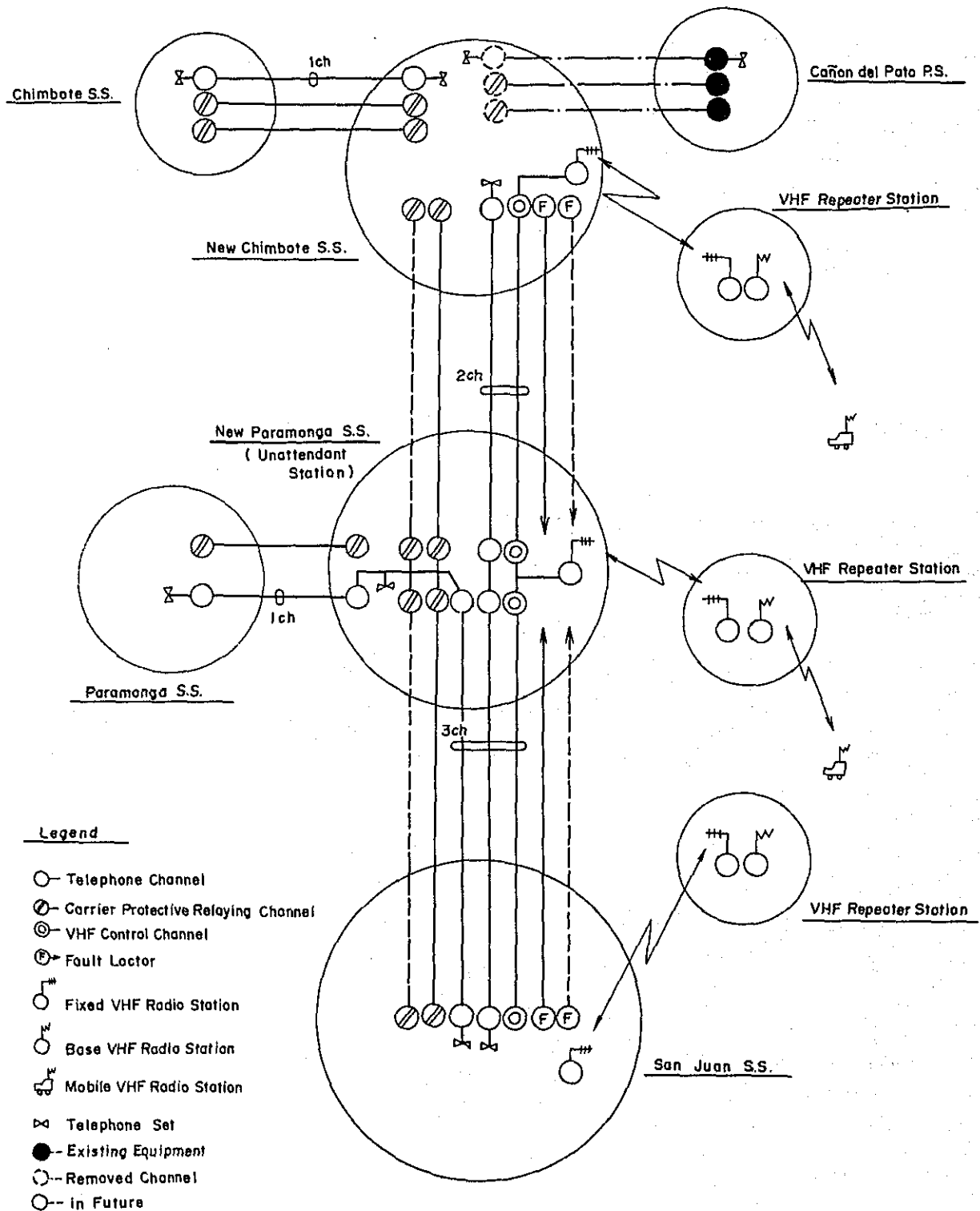
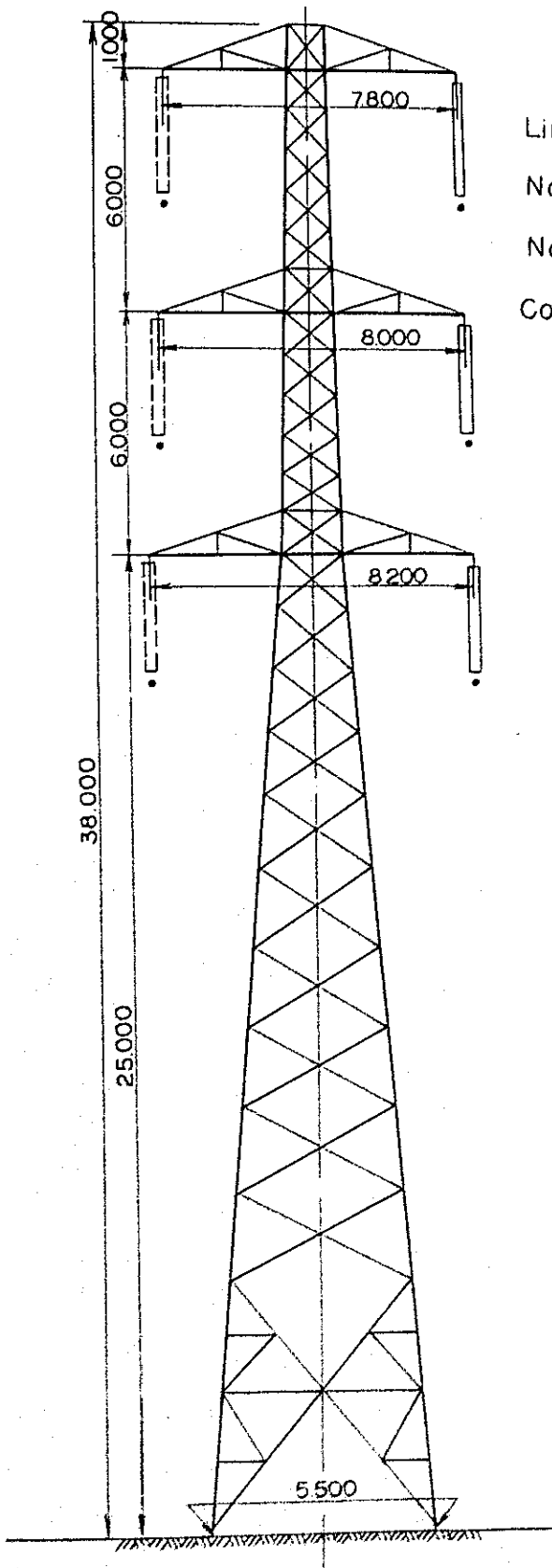


Fig.5-10 220kV Standard Suspension Tower



S = 1/150

Line Voltage	220 kV
No. of Circuits	2
Normal Span	400m
Conductor	330 ^o A.C.S.R.

第6章 工事工程および工事費

第 6 章 工事工程および工事費

6-1 工事工程

本計画は、1974年末運開を目途に Fig 6-1 工程表に従い、工事をすゝめるべきである。このためには、1971年11月に現地測量工事を開始すると共に1972年6月に最終設計および技術仕様書を完成する必要がある。

なお入札手続、送電線工事のための工事契約等の諸手続は、円滑に進める必要がある。送電線建設工事期間は24ヶ月を要する。

6-2 工事費

予備設計の結果に基づいて、工事数量を計算し、現地状況を勘案して工事費を別表の如く算出した。算出条件は次のとおりである。

(1) 工事費の算出範囲は次のとおりである。

送電線・Lima-Chimbote 送電線

・Paramonga および Chimbote 地区二次側連系送電線

変電所・San Juan 変電所 引出設備

・New Paramonga 変電所

・New Chimbote 変電所

・Paramonga 変電所 引出設備

・Chimbote 変電所 調相設備

通信設備・計画設備関連通信設備

- (2) 用地費、補償費、運転保守員の社宅などの付属設備費および付帯工事費は計上しない。
- (3) 主要資材および機器（鉄塔、電線、磚子、主変圧器およびしゃ断器などの変電機器—通信機器）はすべて輸入品によることとした。
- (4) セメント、鉄筋等の工事用資材は、Peru 国産品を使用することとした。
- (5) 連系送電線および変電機器の据付工事は Peru 国内業者により、施工されるものとし、工事用機器および材料は請負者持ちとした。
- (6) 輸入される機器および資材に対する関税、Engineering Feeに対する税金および外国人

Engineerの所得税は免除されるものとして計上していない。

- (7) 工事費の積算は1971年現在の物価にもとづいて積算した。
- (8) 工事資金は内外貨のすべてを円借款によりまかなうものとしたので建設中利息は内外貨とも利率年3.5%として計上した。
- (9) 土木、建築工事の仕様書作成などの Engineering Service 及び施工監理は含まない。

Table 6-1

Unit : 10³ US\$

	Foreign Currency	Domestic Currency	Total	Remarks
a) Transmission line	4,870	4,516	7,740	
220 kV	(4,750)	(2,790)	(7,540)	
132 kV	(120)	(80)	(200)	Tie line with existing 132 kV in Lima
b) Substations	2,379	691	3,070	Including cost of Paramonga Substation
c) Communication facilities	566	26	592	
Sub-total	7,815	3,587	11,402	
d) Engineering, adminis- tration and other costs	1,280	348	1,628	
e) Contingency	586	269	855	
Sub-total	1,866	617	2,483	
f) Construction Cost (a to e)	9,681	4,204	13,885	
g) Interest during construction	497	216	713	at 3.5% p.a.
Total	10,178	4,420	14,598	

Table 6-2 Fund Requirement

Item	Construction Cost			Total	Annual Fund Requirement			Unit : x 1,000 US\$
	F.C.	D.C.	1971		1972	1973	1974	
Transmission Line								
Materials								
Steel Tower	2,300			2,300				
Insulator	633			633				
Conductor	1,287			1,287				
Insurance and Freight	530			530				
Transportation in Land		450		450				
Installation Cost		2,340		2,340				
132 kV Transmission Line	120	80		200	530	5,740	1,470	
Sub Total	4,870	2,870		7,740	530	5,740	1,470	
Substation								
San Juan Substation	216	64		280				
New Chimbote Substation	1,427	453		1,880				
New Paramonga Substation	483	127		610				
Chimbote Substation	166	24		190				
Paramonga Substation	87	23		110				
Sub Total	2,379	691		3,070	768	1,896	406	
Telecommunication Facilities								
San Juan Substation	169	8		177				
New Chimbote Substation	199	10		209				
New Paramonga Substation	134	6		140				
Chimbote Substation	35	1		36				
Paramonga Substation	29	1		30				
Sub Total	566	26		592	40	406	146	
Total of Direct Cost	7,815	3,587		11,402	1,338	8,042	2,022	
Engineering Fee								
Definite Study	200			200				
Supervision	600			600				
Sub Total	800			920	280	160	160	
Administration Expenses								
		228		228	76	76	76	
Contingency								
	586	269		855	102	599	154	
Maintenance Equipment								
	480			480			480	
Total of Indirect Cost	1,866	617		2,483	458	835	870	
Construction Cost	9,681	4,204		13,885	1,796	8,677	2,892	
Interest during the Construction	497	216		713	43	229	435	
Grand Total	10,178	4,420		14,598	1,839	9,106	3,327	

第7章 經濟評估

第 7 章 経 済 評 価

7-1 Lima - Chimbote 連系送電線の経済評価

本計画は Lima 地域を中心とする中央電力系統と Chimbote 地域を中心とする Santa 電力系統および両者の中間に位置する Paramonga 電力系統とを連系する送電線である。

このような連系送電線の経済的 Merit は一般的に云って連系送電線を建設することによって省略することが出来るであろう発電設備の減少分でその大部分が評価される。

更に本連系送電線によって Mantaro 発電所の余剰電力の有効化ができる。すなわち本連系送電線には次の Economic Benefit が考えられる。

(1) 発電設備の省略

1985 年までの Santa, Paramonga および中央電力系統のそれぞれの既存の開発計画を検討し連系送電線がある場合と無い場合の必要な発電設備の差を算定し" 発電設備の減少による Benefit" とした。発電設備の節減出力は 1975 年から 1985 年まで平均で 97,500 kW であり Peru 国における標準火力発電所建設単価 160 \$/kW を乗ずれば $15,600 \times 10^3$ ドルとなる。

(2) 余剰電力消化

1973 年に運開する Mantaro 発電所は第 1 期 342 MW, 第 2 期 342 MW 合計 684 MW の設備出力をもっており, 1980 年までは余剰電力が発生するのでこの余剰電力を利用することによる Santa 電力系統および Paramonga 電力系統への受電可能電力量を Table 3-12 に示す如く算定し" 水力発電所の余剰電力の消化による Benefit" とした。Cañon del Pato 発電所の Chimbote 変電所に於ける卸売電気料金は現在 10 ミル US\$/kWh であるので, これと同一の料金をもって Santa 電力系統および Paramonga 電力系統にも Mantaro 発電所の余剰電力は売電可能と考えた。

この結果 1975 年から 1980 年までの Mantaro 発電所の余剰電力による 1974 年の価値は $5,438 \times 10^3$ ドルとなる。

(3) その他の効果

上述のほか連系による効果としては緊急時における電源としての働き, 連系両地域における輪番開発が可能となり, 系統規模が大きくなることによりそれに見合ったユニット容量の大きい発電設備の適用ができ, それに伴って発電単価を下げることができる。(スケールメリット)

また, 相手系統に余剰電力が発生しているような場合には自系統内の火力発電所を停止し余剰電力を有効化すること或いは自系統の貯水池式発電所を停止し貯水することなど系統

の総合運用が可能となる。系統規模が大きくなれば安定度は向上し同時に電圧，周波数などの変動巾が小さくなり良質の電力が供給でき，需要家に対するサービスの向上をはかることができる。

第8章 資金計画

第 8 章 資 金 計 画

8-1 所要資金および調達

本連系送電計画の総工事費は第 6 章で述べたとおり

総工事費	US \$	14,598,000
外貨	US \$	10,178,000
内貨	US \$	4,420,000

である。ただし 2 回線目の増架工事費は含まない。年度別所要資金、返済計画などについては Table 8-1, 8-2, 8-3 に示すとおりである。

資金の調達は内外貨ともすべて日本政府よりの円借款によるものとし、金利および償還期間は次のとおり仮定した

利 率	年 3.5 %
償還方法	7 年据置 18 年元本均等償還

8-2 電力料金収入

(1) Mantaro 発電所において余剰電力が生ずる期間は Chimbote および Paramonga において 10 ミルで売電するものとした。その売電電力量は受電端において 677.4×10^6 kWh, その料金収入は US \$ 6,774,000 となる。

(2) 中央電力系統の火力発電所より電力を受電する期間については Lima 地点において 5.7 ミル (火力増分燃料費 4.7 ミルおよび利益 1 ミル) で購入し Chimbote および Paramonga において 10 ミルで売電するものとした。その売電電力量は受電端において 482.2×10^6 kWh, その料金収入は US \$ 1,866,000 となる。

8-3 費用および減価償却費

保守運転費および管理費は総工事費のそれぞれ 2% および 0.5% として計上した。

減価償却費は残存価格を 0 とし定額法によった。また各設備の耐用年数は次のとおりとした。

連系送電線	50 年
変電設備	30 年
通信設備	30 年

8-4 返済計画

借入金の返済に引き当てられる返済源資は経常収支における純益と減価償却引当金である。8-1で述べた借入条件にもとずき返済するものとしてCash Balanceを計算するとTable 8-1, 8-2のとおりである。このCash Balanceにみられるように本連系送電線を通る電力量から得る料金収入だけでは赤字が累積される。これは第7章の経済評価において述べたように連系送電線のEconomic Benefitの大部分は“発電設備の省略”であることに起因している。すなわちCash Balanceにみられる赤字は本連系送電線によって得るPeru共和国全体としてのEconomic Benefitによって補填されるべきものであり、Peru政府並びに本来受益当事者たるMantaro公団およびSanta公団の財務状況を十分吟味し、Mantaro発電所、Cañon del Pato発電所などの売電収入からこれを引当てるか或いはPeru政府の補助金により補填されるべきものと思料する。

連系送電線を通る電力量による売電収入では投下資本を回収することはできず赤字が累積されることは上述のとおりである。これを電力料金面からみると連系送電線を通る電力が電源送電線と異なり、ベース負荷を賄なうものではなく、ピーク電力の部分を多く送電するというところに赤字となる大きな原因の一つがある。

一般にピーク用電力のみを発電設備で供給する場合、ベース用電力を供給する場合と比較して発電原価は高くなる。連系送電線は丁度ピーク用電力のみを供給する発電設備と同一の性格を有しており、従って売電される電力はこの意味において高く売電されるべきものである。

しかし、Chimboteにおける電気料金は原価料金ではなく政策料金（中央政府の電力料金委員会において決定される）であり、ピーク料金的要素が要求される本計画においては適用されるべき電気料金体系ではない。

すなわち、本計画において生ずる赤字はこのようなピーク価値的観点からも見直されるべきであり、従ってこの赤字はすでに述べたようにPeru政府並びにMantaro公団およびSanta公団の売電収入或いはPeru政府の補助金によって補填されるべきものと思料する。

Table - 8-1
Income Statement

Unit: x 1000 US\$

	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
(A) Gross Revenue					922	1,722	2,176	394	633	927	774	1,208	665	1,025	1,150
Energy Sales (MWh)					92,200	172,200	217,600	39,400	63,300	92,700	77,400	120,800	66,500	102,500	115,000
Unit Sales Price (U.S. mill/kWh)					10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
(B) Total Operation Cost					734	734	734	734	734	734	1,208	1,475	1,142	1,678	1,755
1. Operation and Maintenance					298	298	298	298	298	298	298	298	298	298	424
2. Administration Cost					75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	107
3. Depreciation					361	361	361	361	361	361	361	361	361	361	591
4. Purchased Energy											474	741	408	628	705
Annual Purchased Energy (MWh)											83,200	130,000	71,500	110,200	123,700
Unit Price (U.S. mill/kWh)											5.7	5.7	5.7	5.7	5.7
(C) Operating Income (A) - (B)					188	988	1,442	-340	-101	193	-434	-267	-477	-653	-605
(D) Financial Expenditure (Interest)		6	43	229	435	486	486	479	452	425	398	371	344	790	749
1. Japanese Loan		6	43	229	435	486	486	479	452	425	398	371	344	317	290
2. Other Loan														473	459
(E) Net Income (C) - (D)		-6	-43	-229	-435	-298	502	-819	-553	-232	-832	-638	-821	-1,443	-1,354

Table - 8-2 Cash Flow Statement

Unit: x 1000 US\$

	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
(A) Cash Receipt	320	1,818	8,823	2,924	549	1,349	1,803	21	260	554	-73	1,354	4,924	-134	-86
1. Operating Income Before Interest					188	988	1,442	-340	-101	193	-434	-267	-477	-653	-605
2. Depreciation					361	361	361	361	361	361	361	361	361	361	519
3. Exterior Borrowing												1,260	5,040		
(B) Cash Disbursement	326	1,861	9,052	3,359	486	486	486	1,251	1,224	1,197	1,170	2,403	6,156	1,738	1,711
1. Construction Expenditure												1,260	5,040		
2. Interest	6	43	229	435	486	486	486	479	452	425	398	371	344	790	749
3. Amortization of Debt (Capital)								772	772	772	772	772	772	772	948
(C) Cash Balance (A) - (B)	-6	-43	-229	-435	63	863	1,317	-1,230	-964	-643	-1,243	-1,049	-1,232	-1,872	-1,797
(D) Accumulated Total	-6	-49	-278	-713	-650	213	1,530	300	-664	-1,307	-2,550	-3,599	-4,831	-6,703	-8,500
(E) Subsidy	6	43	229	435	0	0	0	0	0	594	1,243	1,049	1,232	1,872	1,797
(F) Accumulated (C) + (E)	0	0	0	0	63	926	2,243	1,013	49	0	0	0	0	0	0

Table - 8-3 Amortization Schedule

Unit: x 1000 US\$

	Borrowing			Redemption		Outstanding Balance	Interest during the Grace Period	Remarks
	Transmission Line	Substation Facilities	Communication System	Principal	Interest			
1971	320					320	6	
1972	710	1,051	57			2,138	43	
1973	6,340	2,083	400			10,961	229	
1974	2,250	466	208			13,885	435	
1975						13,885	486	
1976						13,885	486	
1977				772	479	13,113		
1978				772	452	12,341		
1979				772	425	11,569		
1980				772	398	10,797		
1981				772	371	10,025		
1982				772	344	9,253		
1983				772	317	8,481		
1984				772	290	7,709		
1985				772	263	6,937		
1986				772	236	6,165		
1987				772	209	5,393		
1988				772	182	4,621		
1989				772	157	3,849		
1990				772	128	3,077		
1991				772	101	2,305		
1992				772	74	1,533		
1993				772	47	761		
1994				761	20	0		
1995								
1982	860	360	40			6,300		
1983	3,450	1,500	90			6,124		
1984				176	473	649		
1985				190	459	649		
1986				204	445	649		
1987				219	430	649		
2001						0		

付 録

- 付録－1 電圧調整
- 付録－2 過渡安定度
- 付録－3 送電線の保護
- 付録－4 短絡容量
- 付録－5 連系送電線建設費の分担方法
- 付録－6 調査資料目録

総 番 号 (T A) 27674

管

71 年 6 月 2 日 19 時 00 分

ペ ル ー

発

経 協 1

71 年 6 月 3 日 09 時 31 分

本 省

着

外 務 大 臣 殿

番 大 使

リマ・チンボテ送電線建設計画

第 102 号 平 至急

往電第 94 号に関し、

1 日、動力鉱山省電力局より回答文書(空送)を送付越したところ、同文書の内容は極めて簡略かつ不明確な点も多いため、館員をして商工省担当官より直接説明を聴取せしめた結果先方の回答ぶり要旨は次のとおりである。

1、コンダクター

(1) 国内大手 2 社(INDECO PERUANA 及び PIRELLI PERUANA) により、ACSR、ACSR-AW、ACAR、AAAC の 4 種につきサイズ 470 mm 2 まで所要全量の生産が可能であるが、アルミ及びアルミ合金インゴットは輸入する必要がある。

(2) 価格は、輸入原料が政府調達品として免税扱いされる場合、輸入電線のカヤオ港 C I F 価格とほぼ同額となる見込み。

(3) 納期は受注後約 6 カ月

2、セメントは所要量全部を随時国内で調達することが可能であり、値段はトン当たり 1,165 ソーレスであるが、政府調達の場合 10 % の割引となる。

3、制ぎょケーブルについては上記 1、にほぼ同じ、

4、なお、電力局としては

(イ) 鉄とう及びネジのそれぞれの所要総重量

(ロ) はば 3 インチ以下及び以上の鉄材の所要総重量に関し至急承知したい希望である。

(了)

付 録 - 1 電 圧 調 整

1. 電圧調整の方法

電圧調整は系統で発生または供給する無効電力と消費する無効電力のバランスをどのようにとるかということと、系統の適当な運転電圧および変電所二次側電圧を維持するための発電機所変圧器タップの選定によりなされる。

この場合許容できる電圧変動範囲として、負荷側（変電所低圧側）における電圧は100% ± 5%以内、発電機端子電圧は100% ± 5%（ただし定格力率内において）とした。

1.1 電圧調整上の特徴

本連系送電線は425kmという長距離のため、潮流の少ない平常時の初期の段階、特に深夜においては、送電線の対地キャパシタンスにより大量の無効電力が発生することとなる。

しかしLima 側においては比較的短絡容量が大きいため送電線発生無効電力による電圧上昇は顕著でない。

Chimbote側は昼夜運転をしている製鉄所の力率が低い為（初年度で80%）無効電力の消費量が大きく顕著な電圧上昇は認められない。従って電圧調整用シャントリアクトルは必要ない。しかし、後述するが、線路の初充電時にフェランチ効果による電圧上昇を防止するためのシャントリアクトルが必要となる。また製鉄所の負荷力率は非常に低いが、これも次第に改善されると見做し、1975年からすべての負荷の力率を90%として計算を行なっている。なお、1974年のPeak時負荷と深夜時負荷の比（PN比）および負荷力率（変電所低圧側にて）はTable A-1に示す。

Table A-1 1974年 PN比と負荷力率

地 名	P/N	PF (%)
TRUJILLO	3	85
VIRU, CASMA	3	85
CHIMBOTE	2	80
HUALANCA, CAÑON DEL PAT	3	85
PARAMONGA	2	85
EE. EE. AA.	3	85
CERRO DE PASCO CORP	2	85
MARCONA MINING CO	2	85
CSE電力系統	3	85

Chimbote以北の132kV系統のピーク時の電圧調整について付言すれば、調相設備は検討の結果Chimbote変電所設置の同期調相機(15MVar)のみではあきらかに容量不定であり、Cañon del Pato 発電所の発生無効電力をこれに加えても100%電圧を保つことは困難である。

何故なら製鉄所の消費Varの絶対量は1974年でも66.3MVarと大きく従ってChimbote 変電所には電力用コンデンサの設置が必要となる。

New Chimbote 変電所の電圧はPeak時と深夜時では電圧変動があるので220kV/132kV連系変圧器はLRC付とした。New Paramonga変電所についてもNew Chimbote 変電所ほどの電圧変動はないがLRC付連系変圧器を設置することとした。

Paramonga 変電所の負荷はChimbote変電所の負荷の様に消費Varが多くないから無効電力供給装置は必要ない。

1.2 無効電力の配分

1974年ピーク時の潮流を例にとると(Fig A-2参照)Lima以北の無効電力の配分は下記のようになっている。

送電線による発生無効電力

Lima-Chimbote 連系送電線	j 28.7	MVar
Paramonga 送電線	j 1.7	"
Cañon del Pato送電線	j 0.4	"
Chimbote-Trujillo 送電線	j 5.7	"

発電機の遅れ力率運転による発生無効電力

Cañon del Pato	j 30.8	MVar (力率 92.5%)
Cahua	j 34.0	" (" 76.0%)

調相設備による発生無効電力

Chimbote S.C	j 23.6	MVar
Chimbote R.C	j 15.0	"
計	j 139.9	MVar

負荷による消費無効電力

Chimbote	j 66.3	MVar
Paramonga	j 26.8	"

Cañon del Pato (Local load)	j 3.7	MVar
Trujillo	j 13.8	"
変圧器による消費無効電力		
計	j 28.9	MVar
送電線による消費無効電力		
New Chimbote-Chimbote 送電線	j 0.4	"
消費無効電力の合計	j 139.9	MVar

1974年ピークではChimbote変電所低圧側(13.8kV)に23.6MVarのコンデンサが必要である。北部の各変電所における所要無効電力発生装置はTable A-2のようになる。

これによれば、本連系送電線が1回線運転の1982年には所要無効電力はChimbote変電所で同期調相機を定格運転してその上に75MVarのシャントキャパシタが必要である。

シャントキャパシタは無効電力を消費する需要家に置くのが最も容量が少なくて済み、なおかつ電圧も13.8kVと低くコンデンサの価格が安くなるmeritがある。

このChimbote変電所設置のシャントキャパシタについては、1975年までに必要と思われる35MVar相当分の費用を建設費に含めてある。1975年以降は、さらにシャントキャパシタの増設が必要であるがこれは最大の無効電力を消費しているSOGESAで設置するものとし、本連系送電線建設費には計上していない。

電源脱落時は、さらに多くのコンデンサを要するが(1982年を例にとるとChimbote変電所で平常時75MVar → 86.1MVarと増加する)災害時は負荷脱落もあると考えられるので、平常時のみを考慮すれば充分である。

なお、電源脱落時はガスタービンの発生無効電力に期待している。

Table A-2 北部各変電所の所要無効電力 (MV ar)

時 点	Chimbote変電所			Trujillo変電所		Santiago de Cao変電所		Pacasmayo 変電所
	R・C	S・C	G・T	S・C	G・T	S・C	G・T	S・C
1974年 ピーク時	15.0	23.6	-	0	-			
" 深夜時	-1.2	0	-	0	-			
1977年 ピーク時	15.0	57.6	-	15.0	-			
※ ₁ " "	15.0	57.0	26.1	15.0	3.7			
1982年 ピーク時	15.0	75.0	-	20.0	-			
※ ₁ " "	15.0	86.1	30.0	9.7	15.0			
1983年 ピーク時	15.0	24.7	-	44.6	-	23.4	-	17.2
" 深夜時	0	0	-	0	-	0	-	-
※ ₂ " ピーク時	15.0	48.2	20.0	27.6	5.0	8.3	5.0	14.4
※ ₃ " ピーク時	15.0	97.7	-	49.1	-	26.2	-	20.2

注： ※₁ 印は Cañon del Pato 発電所の脱落時

※₂ 印は Chimbote 火力発電所の脱落時

※₃ 印は Chimbote 地域に火力発電所を設置しない場合

R・C 同期調相機

S・C シャントキャパシタ

G・T ガスタービン

1.3 負荷時電圧調整器

本連系送電線に乗る潮流の大小により New Chimbote 変電所および中間地点の New Paramonga 変電所の電圧は変化する。即ち定常時の深夜は殆んど潮流が流れないから電圧は上昇し Peak 時は融通電力が流れるから電圧が低下する。

これらの一日の変動巾が大きい為、LRCのない変圧器は好ましくない。220kV側に負荷時電圧調整器を備え付けた変圧器とした場合、タップ巾は電圧調整の解析結果から94.9～102.5%(Table-3参照)となっているから余裕を見て92.5～105%を有すれば充分と思われる。なお、電源脱落時の適正タップ値については特にStudyを行なわなかったが、タップが100%値附近で132kV側電圧が100%となるので特に問題ないと考える。(Fig A-5, 7, 10参照)

Table A-3 適正LRC tap 値

時 点	New Chimbote	New Paramonga	備 考
1974年ピーク	95.0	102.5	
" 深夜	95.0	97.5	
1977年ピーク	97.5	102.5	
" "	(96.3)	(98.2)	電源脱落時
1982年ピーク	97.5	100.0	
" "	96.7	(96.0)	電源脱落時
1983年ピーク	97.5	97.5	
" 深夜	95.5	99.0	
" ピーク	97.5	97.5	電源脱落時

() 値は推定値

1.4 主要発電所の発電機力率について

主要発電所の発電機定格力率は下記の通りであり、この範囲内でピーク時に無効電力を発生せしめているので問題はない。

Santiago de Cao	Gas Turbine	}	80%
Trujillo	Gas Turbine		
Chimbote	Gas Turbine		
Chimbote	Thermal		85%
Cañon del Pato			92%
Cahua			72%
EE. EE. AA (60kV以下のHydro)		}	90%
" (" Thermal)			
Huinco			81%
Matucana			75%
Mantaro			95%
Cerro de Pasco			—
Marconá			—

また、発電機端子電圧は95～105%の範囲内で運転することとしてある。

なお、定常時深夜においては発電機は進相運転を行なっている箇所もある。

1.5 電圧調整の結果

Fig A-2~12 にその結果を示す

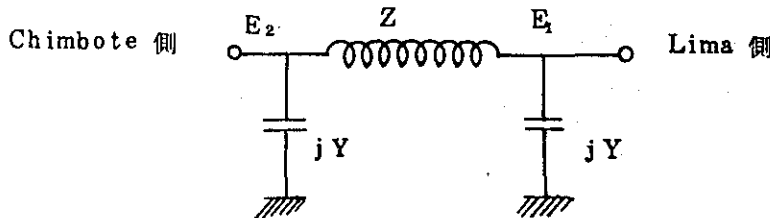
同図より北部の主要点の電圧ならびに変圧器タップ値を Table-4 に示す。これによると 1982 年までは平常時はいずれもおよそ 95~100% 電圧となっているので問題はない。1983 年になると Santiago de Cao 以北の電圧が下り気味となるが、これも両変電所のタップ（無電圧切替タップ）を 97.5% より 95% に下げると問題ない。

2. 線路しゃ断時の電圧上昇抑制

長距離送電線ではフェランチ効果による電圧上昇が大きい。最も電圧上昇の大きいケースは 2 回線増設後に T 分岐のない方の送電線が受電端（Chimbote 側）でしゃ断した場合で、この時間放端送電線にシャントリアクトルがなければ 20% の電圧上昇を生じる。よって、この電圧上昇を抑制するためには転送しゃ断方式を採用し Lima 側のしゃ断器も直ちに開くようにすればよい。

同様に T 分岐している線路の電圧上昇はいくらか少なくなるが、これも同様に Chimbote 側しゃ断時は Paramonga, Lima 両地点のしゃ断器を開くようにすればよい。

（参考） フェランチ効果の計算



$$E_2 = \frac{1}{jY} \frac{E_1}{Z + \frac{1}{jY}} = \frac{E_1}{1 + jY \cdot Z}$$

$$= \frac{E_1}{1 + j0.0688(0.4211 + j2.297)}$$

$$|E_2| = 1.191 |E_1|$$

受電端開放の場合は約 20% 電圧上昇がある。同様に最悪条件を考え送電端電圧（Lima 側）が 102.5% の時、受電端電圧 110% となる Chimbote 側のシャントリアクトル容量を求めると 19.5 MVar となる。

よって、round して20MV ar が必要とした。この値はMantaro 系で設置を予定されている220kVリアクトルの容量と同容量である。

Table 4. Voltages (%) and Transformer Tap Values (%) of Northern Substations (Tap values indicated in parentheses)

TIME	New Paramonga	Para-monga	New Chimbote	Chimbote	Trujillo	Santiago de Cao	Pacasmoyo
	220 kV 132kV	66kV	220kV 132kV	132kV 13.8kV	132kV 66kV	132kV 66kV	132kV 66kV
1974 Peak	102.4 99.8 (102.5)	94.4 (100)	97.2 100.2 (95.0)	99.4 99.0 (97.5)	95.5 95.4 (95.0)		
1974 Midnight	101.2 100.7 (97.5)	98.2 (100)	96.3 98.5 (95.0)	97.8 97.0 (97.5)	97.5 101.1 (95.0)		
1977 Peak	99.2 98.1 (102.5)	97.5 (97.5)	97.0 100.6 (97.5)	100.1 100.0 (100.0)	98.1 98.1 (100.0)		
1977 Peak *1	97.2 98.2 (100.0)	97.5 (97.5)	96.3 98.8 (100.0)	98.8 100.0 (100.0)	99.3 100.0 (100.0)		
1982 Peak	98.4 97.5 (100.0)	95.4 (97.5)	96.9 99.4 (97.5)	98.5 100.8 (97.5)	93.9 98.2 (95.0)		
1982 Peak *2	93.7 96.0 (100.0)	95.0 (100)	93.0 96.7 (100.0)	96.5 100.0 (97.5)	94.7 100.0 (95.0)		
1983 Peak	102.2 101.1 (97.5)	97.6 (100)	102.0 102.6 (97.5)	102.2 100.0 (100.0)	92.6 98.0 (97.5)	92.0 95.0 (97.5)	91.1 95.0 (97.5)
1983 Midnight	101.2 100.3 (99.0)	98.6 (100)	97.2 98.8 (95.5)	97.0 96.1 (100.0)	95.7 96.7 (97.5)	95.6 97.7 (97.5)	95.3 97.4 (97.5)
1983 Peak *2	101.1 100.7 (97.5)	97.2 (100)	100.4 101.5 (97.5)	100.6 100.0 (100.0)	94.3 98.0 (97.5)	93.5 95.0 (97.5)	92.0 95.0 (97.5)

Note: *1 Time of outage of Cañon del Pato Power Station

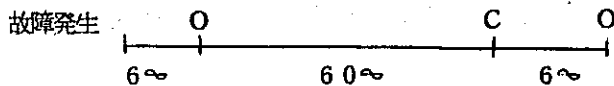
*2 Time of outage of Chimbote Thermal Power Station

付 録 - 2 過渡安定度

(1) 1回線3相再閉路による過渡安定度

Chimbote地域に火力発電所を設置しない場合、すなわち本連系送電線を2回線とする1983年末でLima側1回線3相地路による3相再閉路の解析を試みた。これはChimbote地域に火力発電所を設置する場合に比較し本連系送電線にとって severe である。

故障送電線の両端の遮断器の動作は、O-C-Oとし、その時間は



とした。

事前潮流は Fig A-11 に示すとおりで、解析結果のスウィングカーブは Fig A-15 に示す通り安定であった。これによると最も動揺の大きいものは Cañon del Pato であり次いで El Chorro および Rimac 水系の発電所 Callahuanca, Moyopampa, Huampani となっている。再閉路の条件として考慮した無電圧時間 1 Sec については、やゝ長い値であり安定度上苛酷な側となったが、それでも安定なので実際の整定値においては問題ない。

(2) 電源脱落時のショックによる過渡安定度

Cañon del Pato の電源脱落のショックにより健全系統が不安定となる恐れがある。

これを検討するため1回線で最も重負荷となる1982年ピーク時について電源脱落(Cañon del Pato 発電所 125 Mw) の解析を行なった。事前潮流は Fig A-6 に示す。結果は Fig A-13 の通りであり安定であった。

Cañon del Pato のすぐそばにある El Chorro が最も動揺が大きく、30秒までの間に約 30° 振巾している。それ以外の発電所は特に問題とはならない。

また1983年にはChimbote地域に150 MW unit の火力発電所が運転を開始するが、これはペルー国北部で最大容量の発電所となるのでこの脱落時に系統が安定かどうかの解析を行なった。事前潮流は Fig A-8 に示す。結果は Fig A-14 に示す通りであり安定である。

付 録 - 3 送電線の保護

1. 保護方式

本連系送電線の特徴は、送電距離が425kmと非常に長く、当初建設する1回線は、ほぼ中央部でParamongaがT分岐となる為、3端子となることである。

一般的に、この様な長距離送電線においては故障時の電流が少なく従って電気所の電圧も低下せず、自端のみで保護区間全域にわたって高速度で故障を処理しようとする継電方式の適用が困難である。よって3端子の条件を組合わせ故障を判定するパイロット継電方式を採用する必要がある。

また当初1回線運転時は再閉路は行わず将来2回線となって高速度再閉路を行なうものとした。

1.1 主保護について

本連系送電線は北部と中央部を連系する重要な送電線であり、故障の速やかな除去が遅れると北部系統を擾乱させ、場合によると中央部の系統も重大事故に発展させるおそれがある。

よってこの様な重要な送電線には主保護として搬送継電方式を採用すべきである。搬送継電方式は相手端の情報を交換し合う方式であるから区間外の故障を完全に選択する性能があり、保護区間内部故障時は、高速度に両端同時シャ断ができる信頼性のある保護継電方式である。

搬送継電方式には、その伝送方式により、長距離送電線の場合は電力線搬送とマイクロウェーブによる伝送が考えられる。

搬送継電方式には方向比較、位相比較があるが長距離区間(およそ200km以上)には、位相比較方式は適用が困難となる。なぜなら距離が増すと送電線路充電電流の影響があることと、信号伝送装置による情報交換に要する伝送時間の遅れが無視できないからである。

よって方向距離継電器など方向性を持つ継電器などによって方向を比較する方向比較送電方式を適用すべきである。

1.2 後備保護について

搬送継電方式は装置に何らかの不具合が発生し、自区間内の故障を除去できない場合および搬送部の点検などで主保護が、使用出来ない場合も考えられるので必ず、搬送保護と別に後備保護が必要である。

後備保護継電方式としては、方向距離継電器と時限継電器を組み合わせればよい。

2. 高速度三相再閉路について

Lima-Chimbote 連系線の重要性を考慮して2回線となつてから、高速度3相再閉路を採用すべきである。再閉路の成功率はCIGREの報告では超高圧系統で70%という数値が報告されている。

一般にEHV送電線の再閉路時間を決定する主要要素は無電圧時間であるが、3相再閉路の場合の無電圧時間は故障電流によつてできた残留イオンの消滅にもとづく故障点の絶縁回復時間によつて決められる。

これは、故障点の気象条件などにより左右されるが、一般に系統電圧が高いほど故障電流が大きいほど絶縁回復時間は長くなり、220kV送電線では、大略15サイクル以上の無電圧時間が必要となる。またしゃ断器は高速度再閉路用として特別なdutyを持ったものでなければならない。

3相再閉路は平行回線の電力潮流の検出または送電線両端の相差角の検出などにより、系統の連系が確保されていることを確認しなければならない。

装置の無電圧時間の調整範囲は、3相再閉路で0.3～1.0 secを備えれば充分である。

付 録 - 4 短 絡 容 量

本連系送電線が2回線となった時点の全系統の3相短絡容量は付 Fig A - 16 に示す通りである。

なお発電機リアクタンスは X_d' を使用し、すべての発電機が系統に入っているものとして計算を行った。

使用せるインピーダンスは、付 Fig A - 1 に示す。本連系送電線関連の短絡容量を示すと下記の通りである。

San Juan	変電所	220kVブス	3,120	MVA
New Chimbote	変電所	"	1,163	"
New Paramonga	変電所	"	708	"
New Chimbote	変電所	132kVブス	1,453	"
New Paramonga		"	363	"
Chimbote	変電所		1,445	"

よって採用するしゃ断器のしゃ断容量としては、

220kV	用しゃ断器	5,000	MVA
132kV	"	2,500	MVA

とすれば、充分裕度がある。

付 録 - 5 連系送電線建設費の分担方法

およそ下記の様な分担の方法が考えられる。

1. 連系効果の度合

受益比または、使用度比による分担で基本的な考え方は次の通りである。

- a 即ち連系による効果は、連系しているすべての会社に及ぶ。
- b 従って連系のための経費は連系しているすべての会社が享受する効果の大小に応じて分担する。さらに詳しい分類は下記の通りである。

1.1 供給予備力節減量比

これは連系する両系統の信頼度が、同じなら問題ない。

1.2 瞬動汐流利用期待量比

想定電源脱落量を協定し、瞬動汐流の大きさの比率で分担する。

1.3 スケールメリット、瞬動汐流利用期待量、供給予備力、節減量を総合評価して分担する。

1.4 供給予備力節減量と瞬動汐流利用期待量を総合評価して分担する。

2. 系統規模化

連系する各々の系統規模の比によるもの。

3. 各社均等

連系する会社が均等に分担するもので、一方が特に小さい会社の場合問題があるう。

4. その他、会社の規模の比 (Capital の比) などがある。その他に考慮すべきこととして運用後に、使用実績を見ていわゆる実績修正をするか否かがある。

Table A-5 Demand at Substation

Unit : MW and MVar

Sub Station	1974		1977	1982	1983	
	PEAK	OFF PEAK	PEAK	PEAK	PEAK	OFF PEAK
Pacasmayo					23.7+j11.5	2.37+j1.15
Santiago de Cao					37.5+j18.2	3.75+j1.82
Trujillo (incl. Viru)	22.2+j13.8	7.4+j4.6	29.3+j14.2	45.9+j22.2	50.3+j24.4	16.8+j8.1
Chimbote (incl. Casma)	88.8+j66.3	44.1+j33.0	142.2+j68.9	192.2+j93.1	203.9+j98.8	101.3+j49.1
Cañon del Pato (incl. Huallanca)	5.9+j3.7	2.0+j1.2	7.2+j3.5	8.7+j4.2	9.1+j4.4	3.0+j1.5
Paramonga	43.3+j26.8	21.7+j13.4	50.0+j24.2	70.3+j34.0	74.5+j36.1	37.3+j18.1
San Juan	40.0+j24.8	13.3+j8.3	124.9+j60.5	195+j94.4	212+j102.7	70.7+j34.2
Santa Rosa	271.3+j168.1	90.4+j56.0	320+j155.0	505+j244.6	554+j268.3	184.7+j89.4
Chavaria	271.3+j168.1	90.4+j56.0	320+j155.0	505+j244.6	554+j268.3	184.7+j89.4
Cerro de Pasco	196.5+j121.8	98.3+j60.9	247.5+j119.9	365.0+j176.8	395+j191.3	197.5+j95.7
Marcona	54.0+j33.5	27.0+j16.8	68.0+j32.9	100.0+j48.4	108.0+j52.3	54.0+j26.2
Independencia	7.7+j4.8	2.6+j1.6	10.1+j4.9	15.9+j7.7	17.3+j8.4	5.8+j2.8
Ica	3.8+j2.4	1.3+j0.8	5.0+j2.4	7.9+j3.8	8.7+j4.2	2.9+j1.4
Changuillo	3.8+j2.4	1.3+j0.8	5.0+j2.4	7.9+j3.8	8.7+j4.2	2.9+j1.4
Total	1,008.6 +j636.5	399.8 +j253.4	1,329.2 +j643.8	2,018.8 +j977.6	2,256.7 +j1,093.1	867.7 +j420.3

Table A-6 Break Down of Supply Capability at Peak Time

Unit : MW

Station	Station Type	Installed Capacity	Out Put			
			1974	1977	1982	1983
Santiago de Cao	G	20.0	-	-	-	0
Trujillo	G	20.0	0	0	0	0
Chimbote Thermal	T	150.0	0	0	0	150.0
Chimbote	G	40.0	0	0	0	0
Cañon del Pato	H	125.0	75.0	75.0	125.0	125.0
El Chorro	H	60.0	-	-	60.0	60.0
Cahua	H	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0
Callahuanca	H	67.8	67.8	67.8	67.8	67.8
Mayopampa	H	63.0	63.0	63.0	63.0	63.0
Huampani	H	31.4	31.4	31.4	31.4	31.4
Santa Rosa	T	450.0	0	0	450.0	450.0
Huinco	H	260.0	260.0	260.0	260.0	260.0
Matucana	H	120.0	120.0	120.0	120.0	120.0
Mantaro	H	684.0	Swing	Swing	Swing	Swing
Oroya	T	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
Oroya	H	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0
Pachachaco	H	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0
Yaupi	H	105.0	105.0	105.0	105.0	105.0
Malpaso	H	54.0	54.0	54.0	54.0	54.0
Cerro de Pasco	H	100.0	-	-	100.0	100.0

Station	Station Type	Installed Capacity	Output			
			1974	1977	1982	1983
Marcona	T	71.5	71.5	71.5	71.5	71.5
Total (Except swing Generator Capacity)		2,487.7	913.7	913.7	1,573.7	1,723.7
Generator Installed Capacity			1,360.3	1,474.3	2,297.7	2,487.7
Total Demand (Except Loss)			1,008.6	1,329.2	2,018.8	2,256.7

Note G : Gas Turbine

H : Hydro

T : Thermal

Table A-7 Break Down of Supply Capability at off Peak Time

Station	Station Type	Installed Capacity	Unit : MW	
			Output 1974	Output 1983
Santiago de Cao	G	20.0	-	0.0
Trujillo	G	20.0	0.0	0.0
Chimbote Thermal	T	150.0	0.0	0.0
Chimbote	G	40.0	0.0	0.0
Cañon del Pato	H	125.0	50.0	125.0
El chorro	H	60.0	-	0.0
Cahua	H	40.0	20.0	40.0
Callahuanca	H	67.8	40.0	67.8
Mayopampa	H	63.0	40.0	63.0
Huampani	H	31.4	10.0	31.4
Santa Rosa	T	450.0	0.0	0.0
Huinco	H	260.0	65.0	260.0
Matucana	H	120.0	0.0	0.0
Mantaro	H	684.0	Swing	Swing
Oroya	T	5.0	0.0	5.0
Oroya	H	9.0	5.0	9.0
Pachachaco	H	12.0	5.0	12.0
Yaupi	H	105.0	50.0	105.0
Malpaso	H	54.0	30.0	54.0
Cerro de Pasco	T	100.0	-	0.0
Marcona	T	71.5	0.0	0.0
Total (Except Swing Generator Capacity)		2,487.7	315.0	772.2
Total Demand (Except Loss)			399.8	867.7

Table A-8 Rating and Characteristics of Generator and Transformer

Station	No. of Unit	Capacity of Unit (MVA)	Output of Unit (MW)	Power Factor	Xd' Machine Base(%)	M (Sec)	Transformer Voltage (kV)	Xt Reactance of transformer Machine Base(%)	Station Capacity (MVA)
Santiago de Cao (G)	1	25.0	20.0	0.8	30.0	5.0	13.2/132		25.0
Trujillo (G)	1	25.0	20.0	0.8	30.0	5.0	13.2/132		25.0
Chimbote Thermal (T)	1	177.0	150.0	0.85	15.0	5.0	13.2/132	10.0	177.0
Chimbote (G)	2	25.0	20.0	0.8	30.0	5.0	13.2/132		50.0
Cañon del Pato (H)	5	27.0	25.0	0.925	23.0	6.0	13.8/138	8.1	135.0
El Chorro (H)	2	31.5	30.0	0.95	27.1	6.0	13.8/138	10.0	63.0
Cahua (H)	2	27.5	20.0	0.72	37.0	5.4	10.0/138	10.0	55.0
Callahuanca (H)	3	17.5	12.3	0.702	35.0	3.9	6.5/67.7	9.25	
" (H)	1	44.0	30.9	0.702	33.0	4.36	8.0/67.5	10.3	96.5
Mayopampa (H)	3	30.0	21.0	0.7	33.0	5.52	9.5/67.8	9.0	90.0
Huampani (H)	2	22.4	15.7	0.7	30.0	3.22	10.0/61.5 (10.0/32.2)	8.5	44.8
Santa Rosa (T)		92.6	64.6	0.7					92.6
" (T)	3	177.0	150.0	0.85	15.0	5.0	13.8/60	7.5	531.0
Huinco (H)	4	85.0	65.0	0.76	31.5	6.2	12.5/235.6 ± 1x8.2	12.0	340.0
Matucana (H)	2	80.0	60.0	0.75	32.0	5.8	13.8/220	12.0	160.0
Mantaro (H)	9	120.0	114.0	0.95	31.0	7.8	13.8/220 ± 2x2.5%	10.0	1,080.0
Oroya (T)		6.25	5.0	0.8	15.0	5.0		7.0	6.25
" (H)	3	3.75	3.0	0.8	18.0	6.46	2.3/50	7.0	11.25
Pachachaco (H)	4	3.75	3.0	0.8	18.0	6.46	2.3/50	7.0	15.0
Yaupi (H)	5	24.0	21.0	0.875	27.0	5.24	13.2/132	8.0	120.0
Malpaso (H)	4	17.0	13.5	0.795	33.0	5.9	6.9/50	10.0	68.0
Cerro de Pasco (T)	1	118.0	100.0	0.85	15.0	5.0		7.5	118.0
Marcona (T)		84.2	71.5	0.85	15.0	5.0			84.2

Note G : Gas turbine H : Hydro T : Thermal

Table A-9 Applied Capacity of Transformers in Each Substation

Station	Capacity of Transformer (MVA)			
	1974	1977	1982	1983
Pacasmayo	-	-	-	30.0
Santiago de Cao	-	-	-	60.0
Trujillo	30.0	60.0	60.0	60.0
Chimbote	135.0	180.0	270.0	270.0
New Chimbote	120.0	120.0	120.0	240.0
Paramonga 220 kV	50.0	50.0	50.0	50.0
Paramonga 132 kV	55.0	82.5	82.5	110.0
Cavaria	470.0	470.0	620.0	770.0
Santa Rosa	470.0	470.0	620.0	770.0
San Juan	60.0	210.0	360.0	360.0
Canete	-	-	20.0	20.0
Independencia	50.0	50.0	100.0	100.0
Oroya	120.0	180.0	180.0	180.0
Huancayo	-	-	30.0	30.0
Ica	50.0	50.0	50.0	50.0
Changuillo	50.0	50.0	50.0	50.0
Marcona	100.0	100.0	150.0	150.0

付 録 - 6 調査資料目録

資 料 名	入 手 先
1 投資5ヶ年計画	動力省電気局
2 開発5ヶ年計画	"
3 サンタ地区地質図	動力省鉱山局
4 ベルー国地質図	"
5 電気工業法 No.12378	動力省電気局
6 地図 $\frac{1}{2,000,000}$	I. G. M.
7 " $\frac{1}{100,000}$	"
8 サンタ系からサンチャゴデカオ地区への給電計画報告書	サンタ公団
9 Charrop.s. 計画報告書(Ⅱ)	"
10 地域電化計画報告書	リベルタ公団
11 " 計画書	"
12 チカマ谷電化計画	動力省電気局
13 ビル谷 "	リベルタ公団
14 工業団地計画	"
15 サンタ電力系統図	サンタ公団
16 トルヒーヨ市電化計画図	動力省電気局
17 ランバイケ地区設備分布図	"
18 Charrop.s. 計画報告書(Ⅰ)	サンタ公団
19 サンタ川水力調査	"
20 サンタ地区需要キャニオンデルバト拡張, 火力P.S.調査	"
21 リマ電力会社系統図	リマ電力
22 気象資料(1)	SENAMEHI
23 リマ電力PLC 系統図	リマ電力
24 リマ電力220kV送電線計画	"
25 国産トランスカタログ	カネバタビーニ社
26 汚損条件の調査	マンタロ公団
27 碍子特性の調査	"

資 料 名	入 手 先
28 マンタロ電力系統図(1)	マンタロ公団
29 " (2)	"
30 マンタロ公団説明書	"
31 国産電線カタログ	ピレリー社
32 製鉄所カタログ	SOGESA
33 ウインコ、マッカナ計画パンフレット	リマ電力社
34 リマ電力鉄塔仕様書	"
35 碍子試験報告	マンタロ公団
36 気象資料 (2)	SENAMHI
37 測候所位置図	"
38 マンタロ計画予算書	マンタロ公団
39 電気料金	動力省電気局
40 チャバリヤトランス仕様	リマ電力
41 " スケルトン	"
42 リマ電力通信系統図	"
43 サンクァン土木工事単価	マンタロ公団
44 Codigo Electrico	電気協会
45 経済評価基準	評価委員会
46 建設資料	建設協会
47 変電所建設保守の経験	マンタロ公団
48 マンタロ計画報告書	"
49 " 変電所仕様書 (1)	"
50 " " (2)	"
51 マンタロ計画系統解析 (1)	"
52 " (2)	"
53 " (3)	"
54 マンタロ計画通信仕様書	"
55 塩害関係ルート調査	"
56 マンタロ計画送電仕様書	"
57 木柱価格表	動力省電気局
58 電線価格	ピレリー社

資 料 名	入 手 先
59 チンボテ・トルヒーヨ送電線データ	SEN
60 コサビカタログ	コサビ社
61 サデカタログ	サデ社
62 サンタローサS.S.スケルトン	リマ電力社
63 チャバリヤS.S.平面図	〃
64 サンタ接地表	サンタ公団
65 サンタ公団工事費	〃
66 SICACポストカタログ	SICAC社

Fig.A-1 Impedance Map for PERU POWER SYSTEM AT 1983

220 kV 500 MVA Base

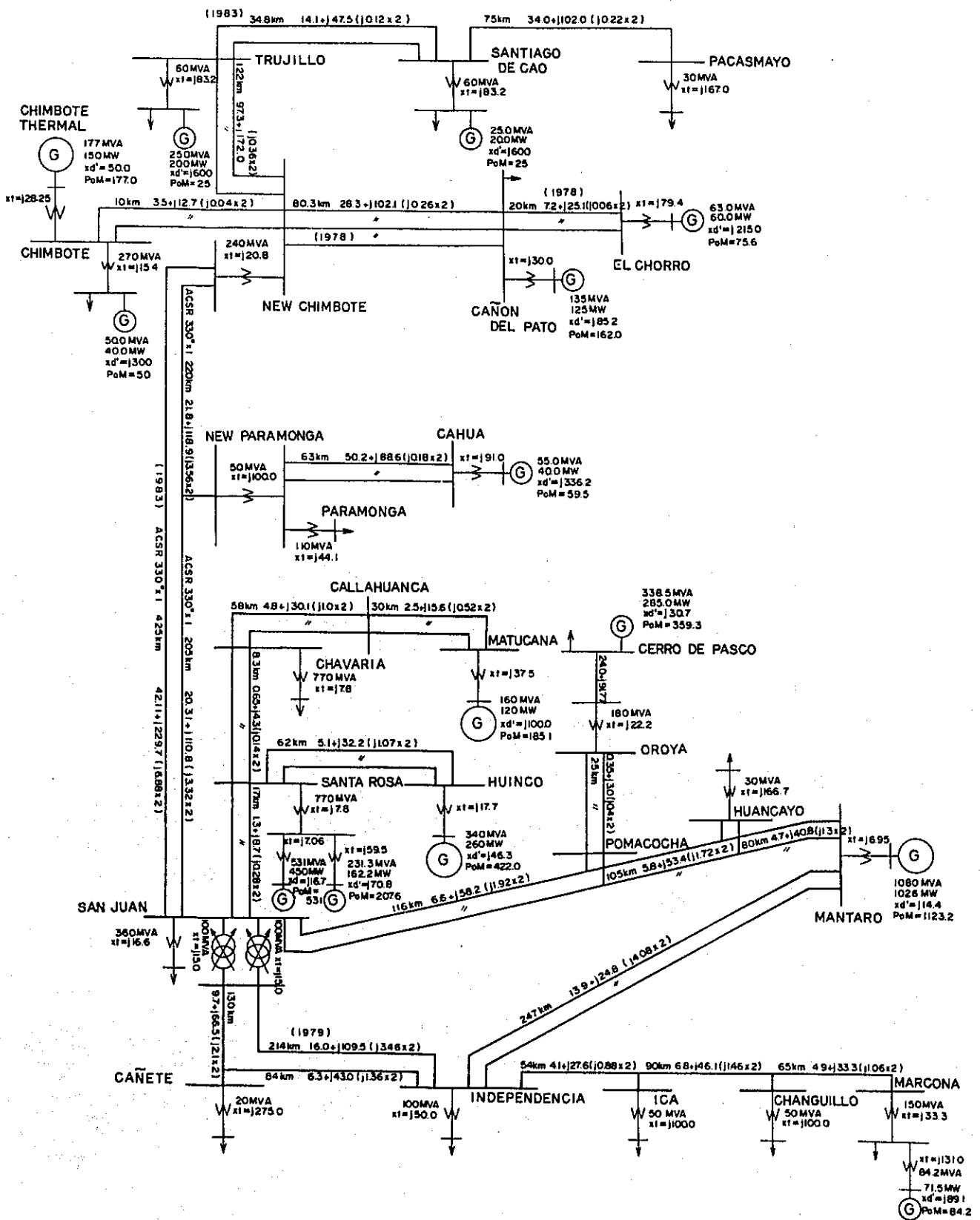


Fig.A-2 Power Flow and Voltage Regulation at Peak Time in 1974

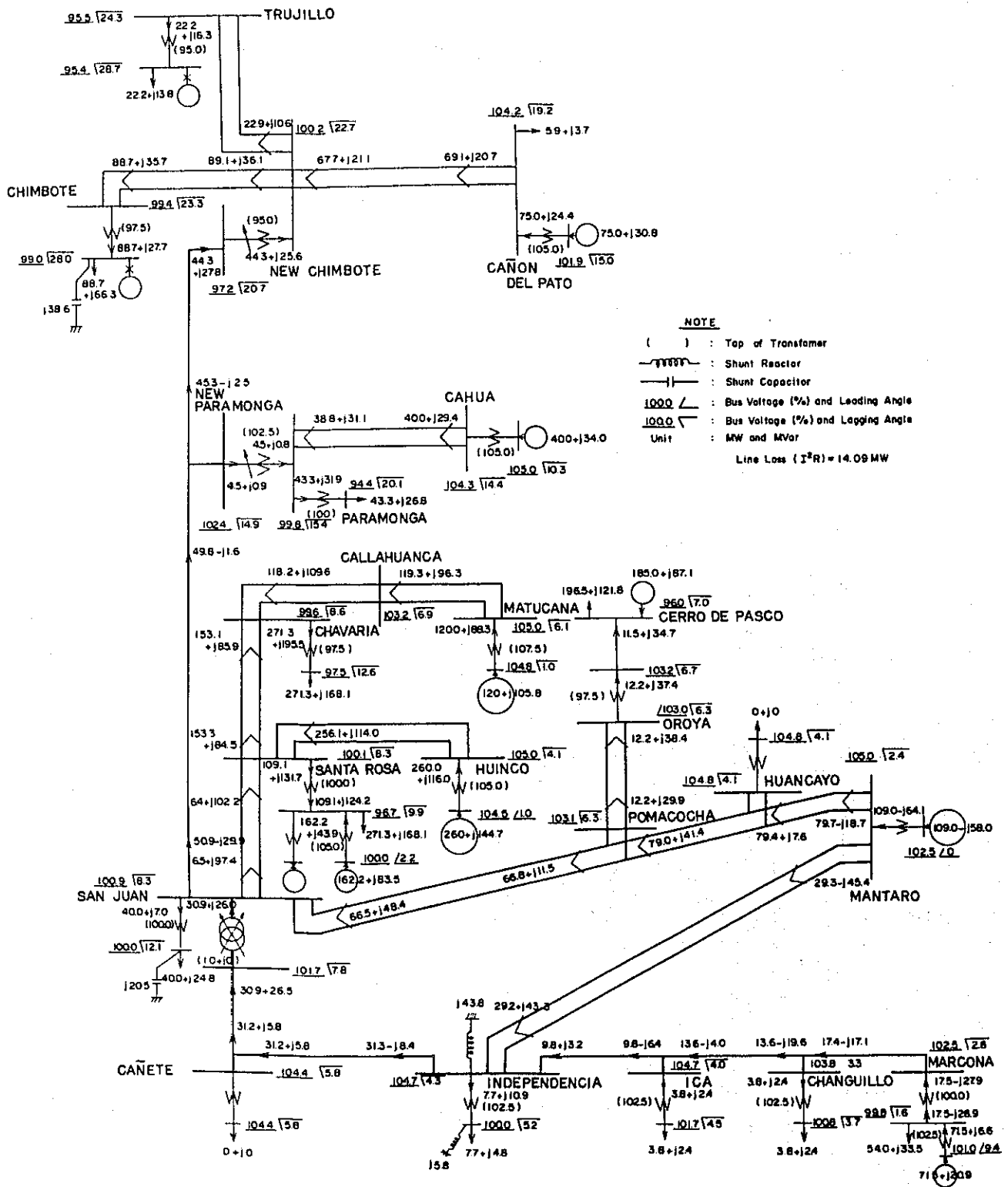


Fig.A-3 Power Flow and Voltage Regulation at Off Peak Time in 1974

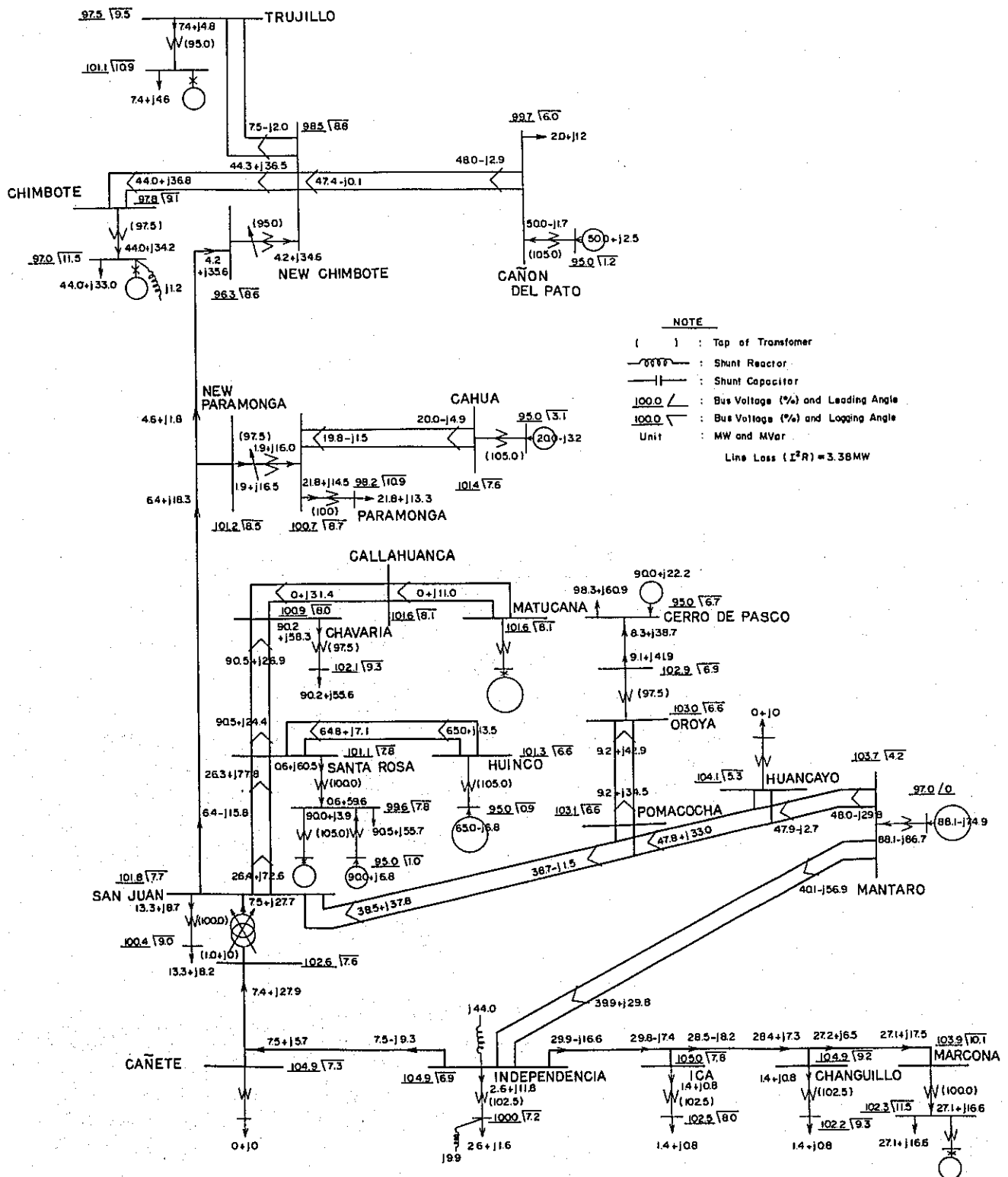


Fig.A-4 Power Flow and Voltage Regulation at Peak Time in 1977

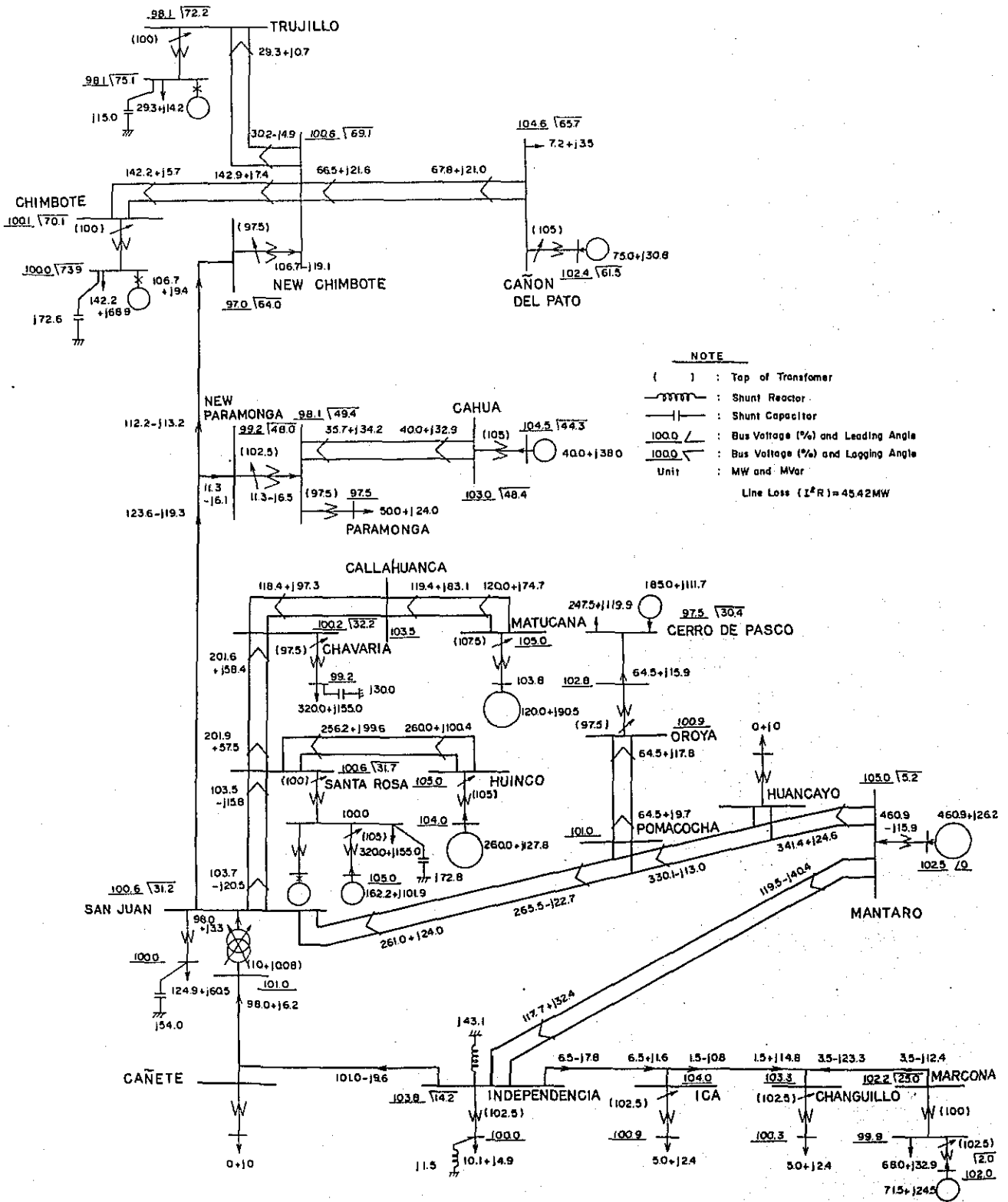


Fig.A-5 Power Flow and Voltage Regulation at Peak Time in 1977
(CAÑON DEL PATO Power Station Power Shedding)

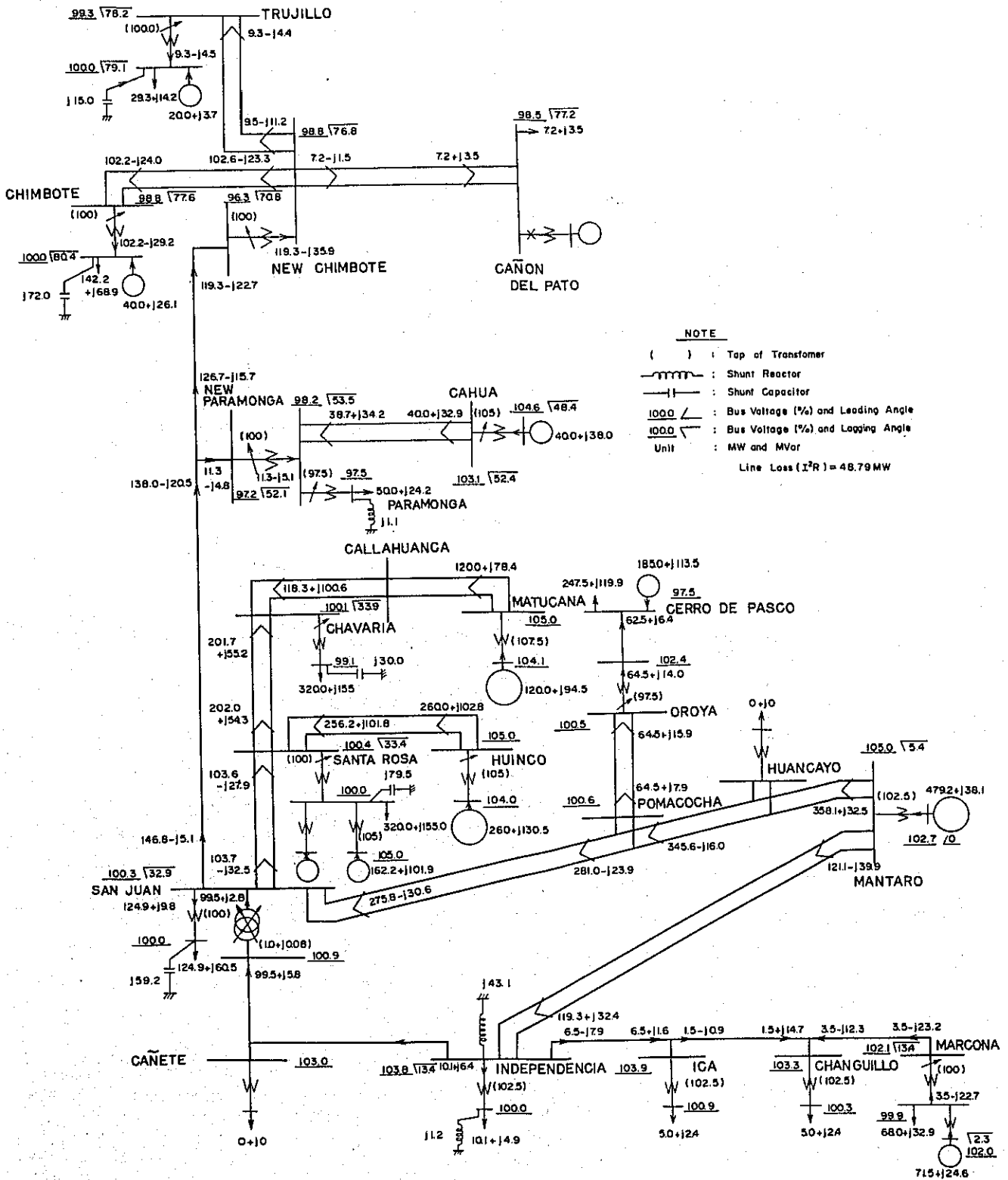


Fig.A-6 Power Flow and Voltage Regulation at Peak Time in 1982

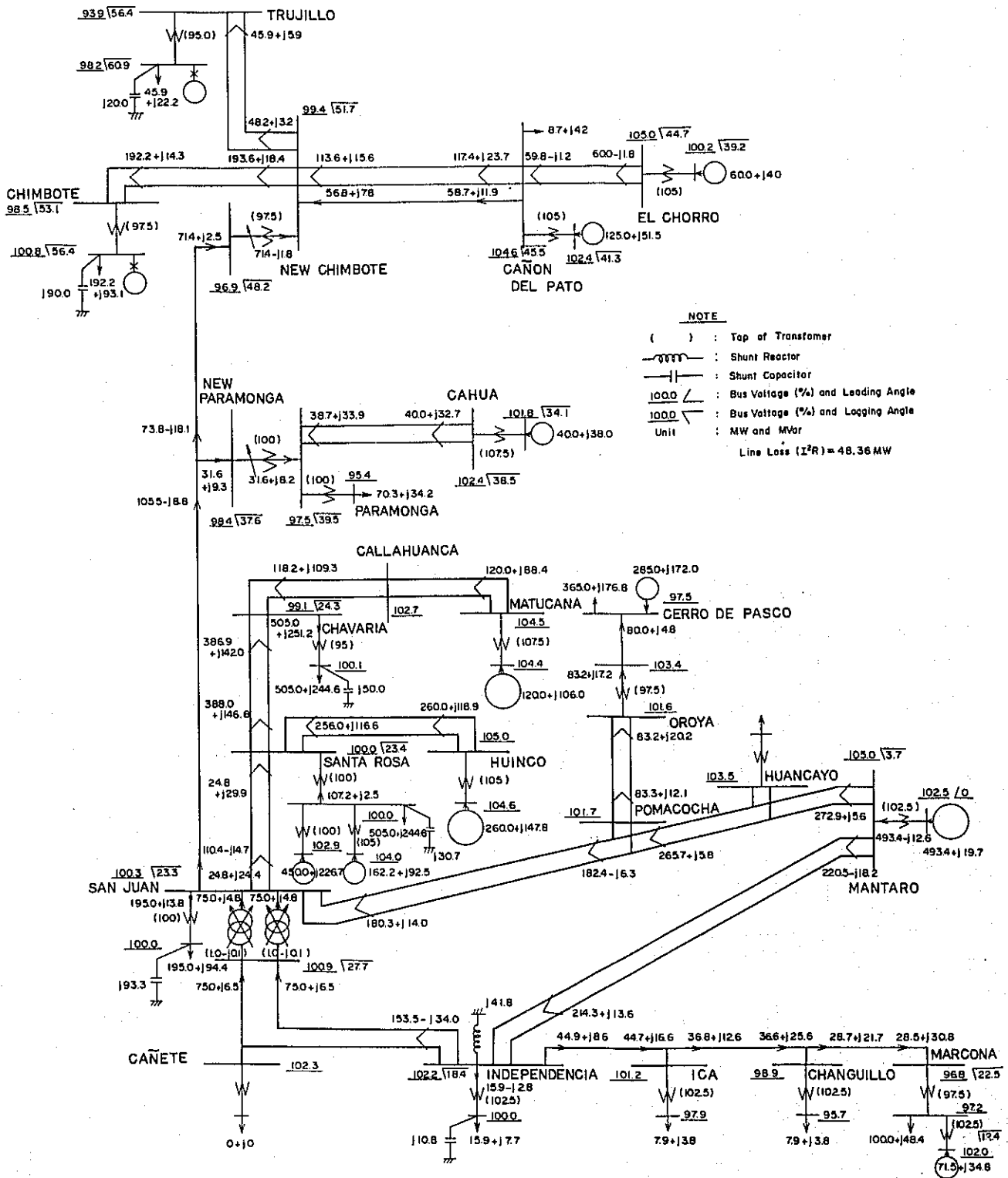


Fig.A-7 Power Flow and Voltage Regulation at Peak Time in 1982
(CAÑON DEL PATO Power Station Power Shedding)

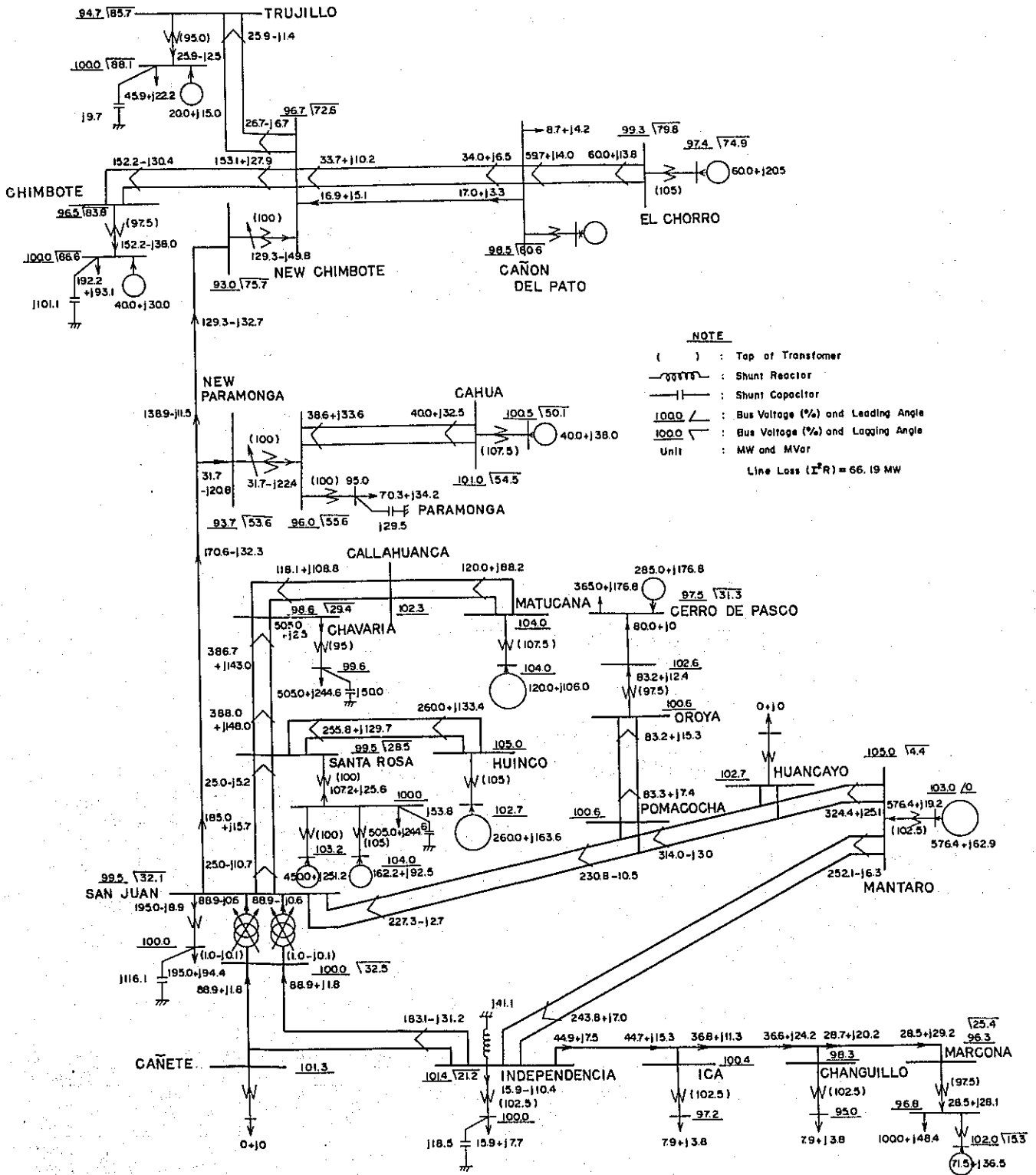


Fig.A-8 Power Flow and Voltage Regulation at Peak Time in 1983

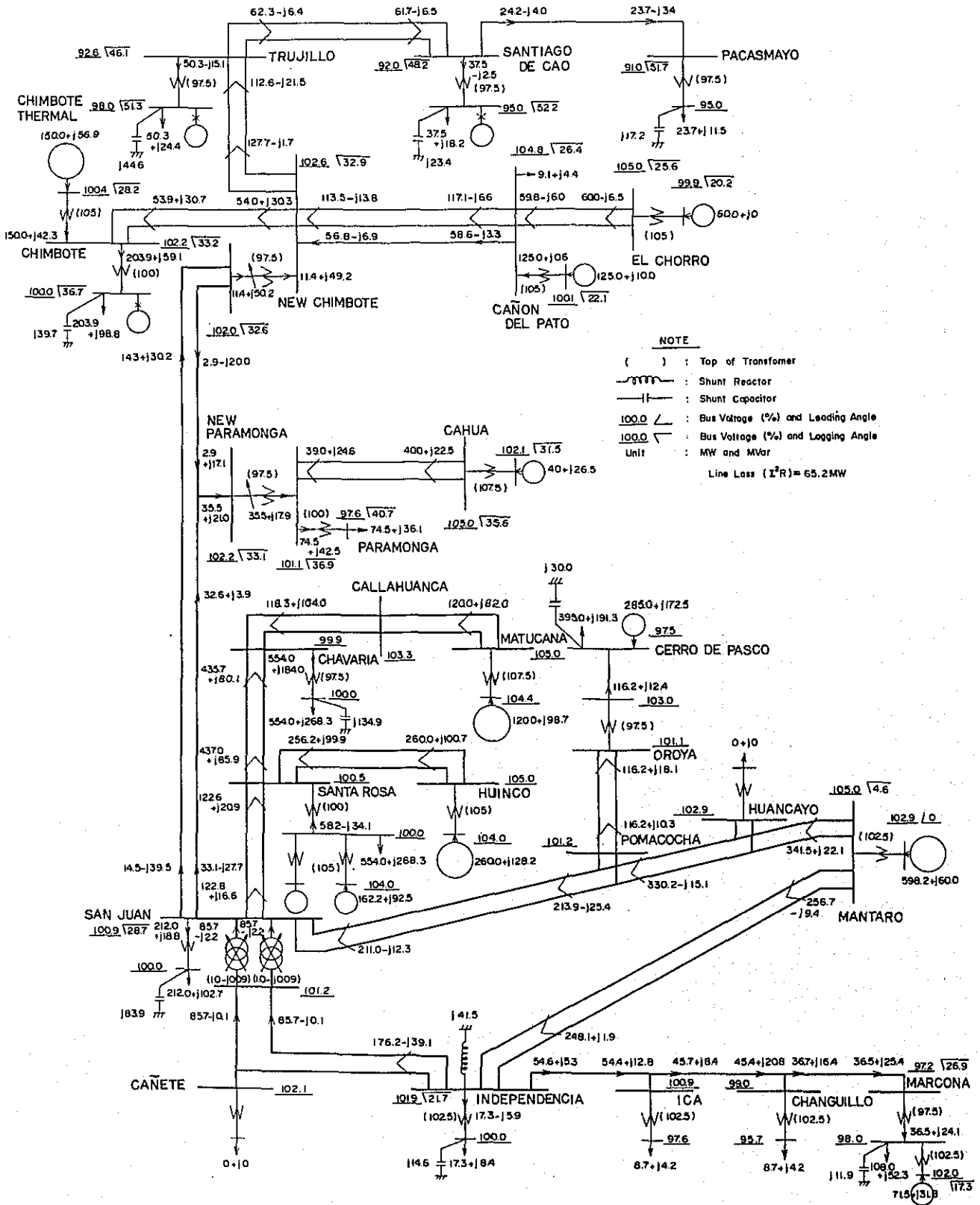


Fig. A-9 Power Flow and Voltage Regulation at Off Peak Time in 1983

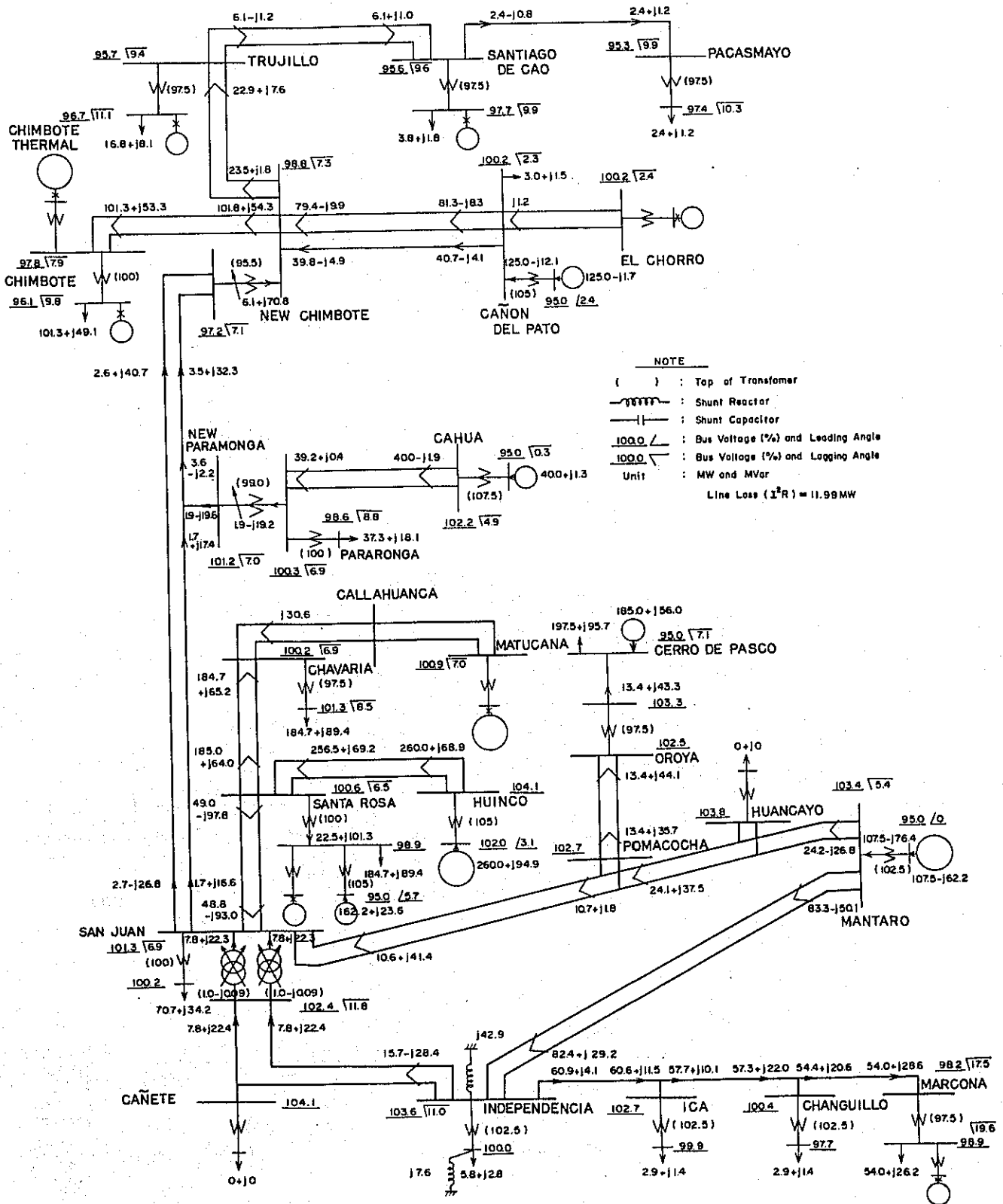


Fig.A-10 Power Flow and Voltage Regulation at Peak Time in 1983
(CHIMBOTE Power Station Power Shedding)

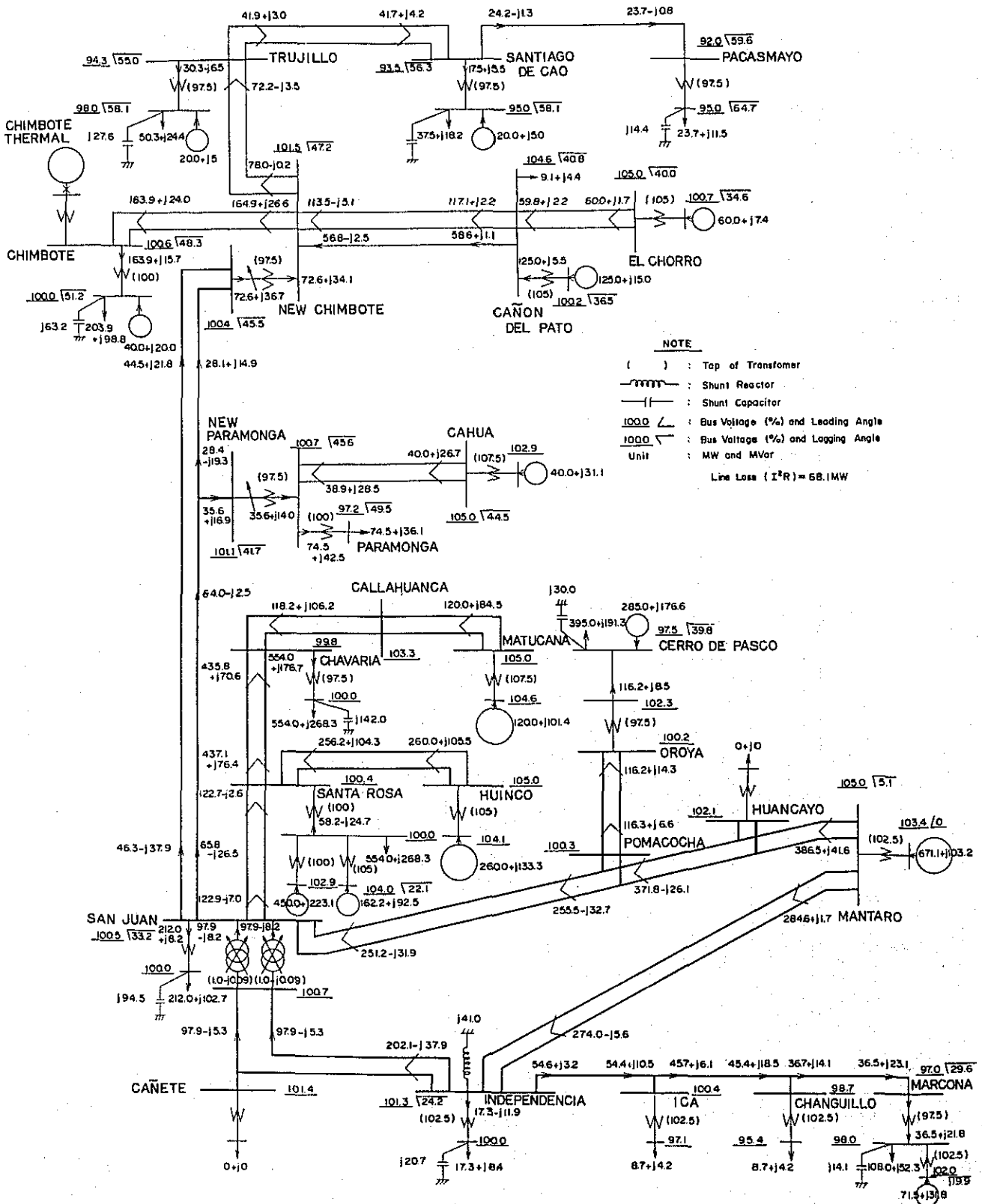


Fig.A-11 Alternative Plan
Power Flow and Voltage Regulation at Peak Time in 1983

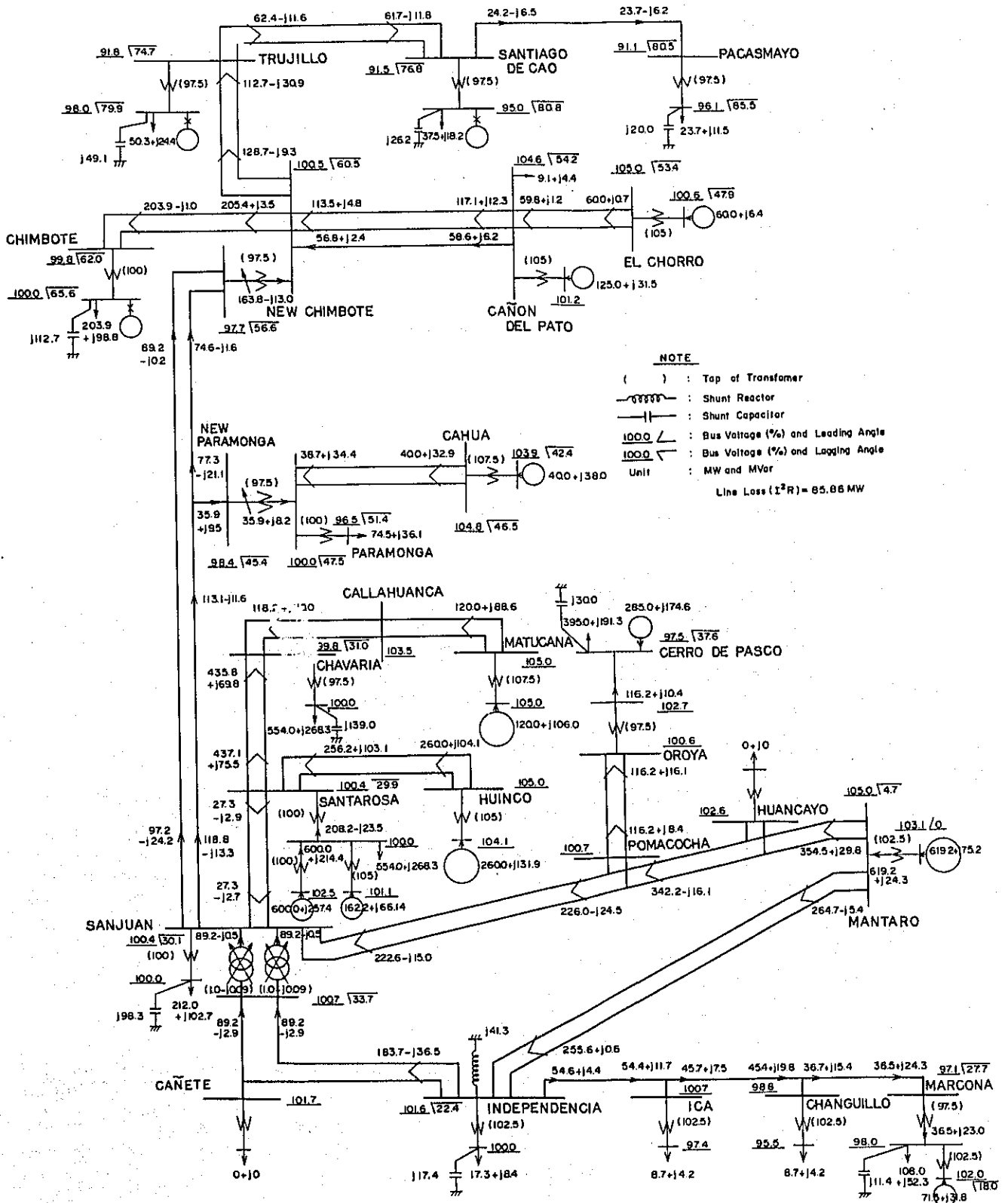


Fig.A-12 Alternative Plan
 Power Flow and Voltage Regulation at Peak Time in 1983
 (CAÑÓN DEL PATO Power Station Power Shedding)

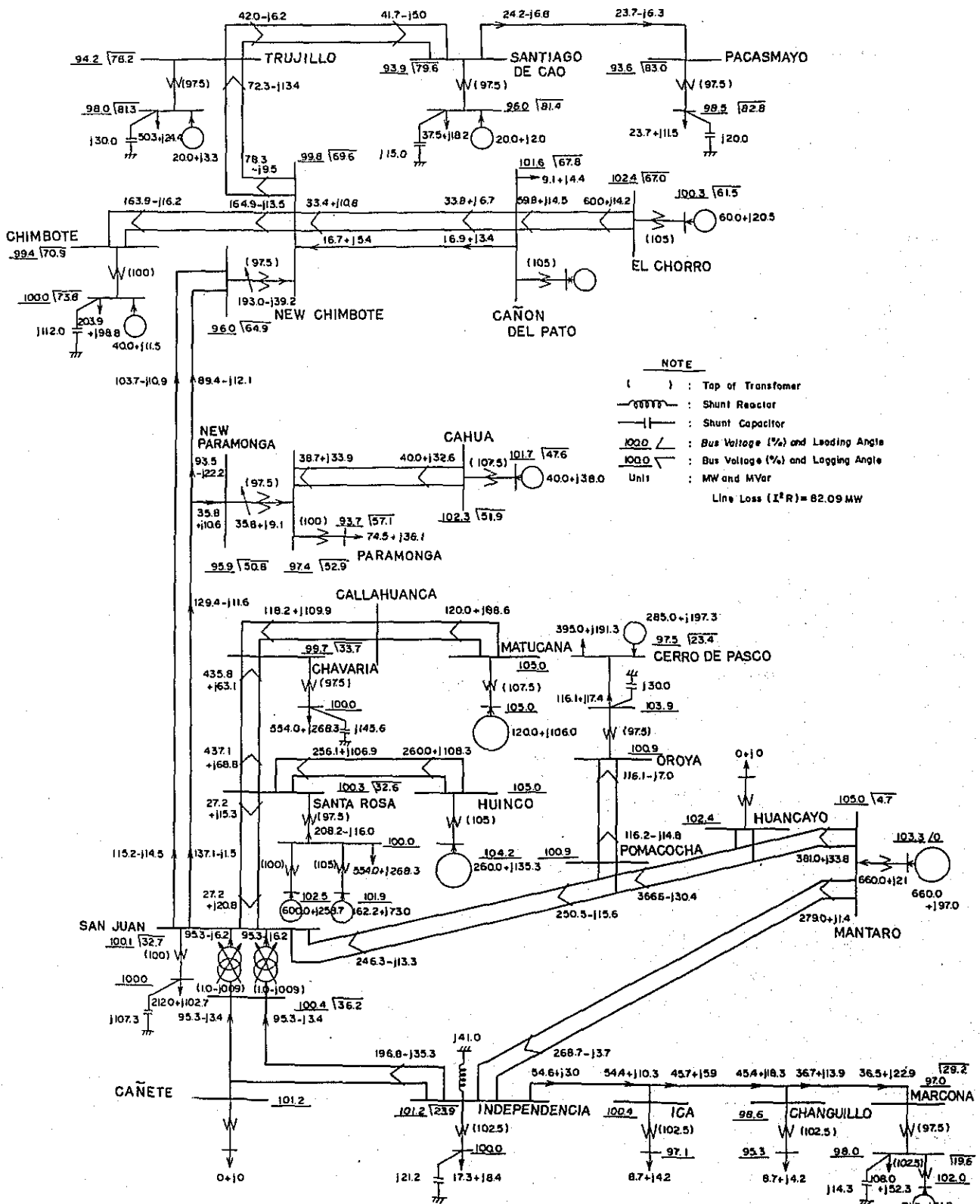


Fig.A-13 Transient Stability at Peak Time in 1982
 (CAÑON DEL PATO Power Station Power Shedding)

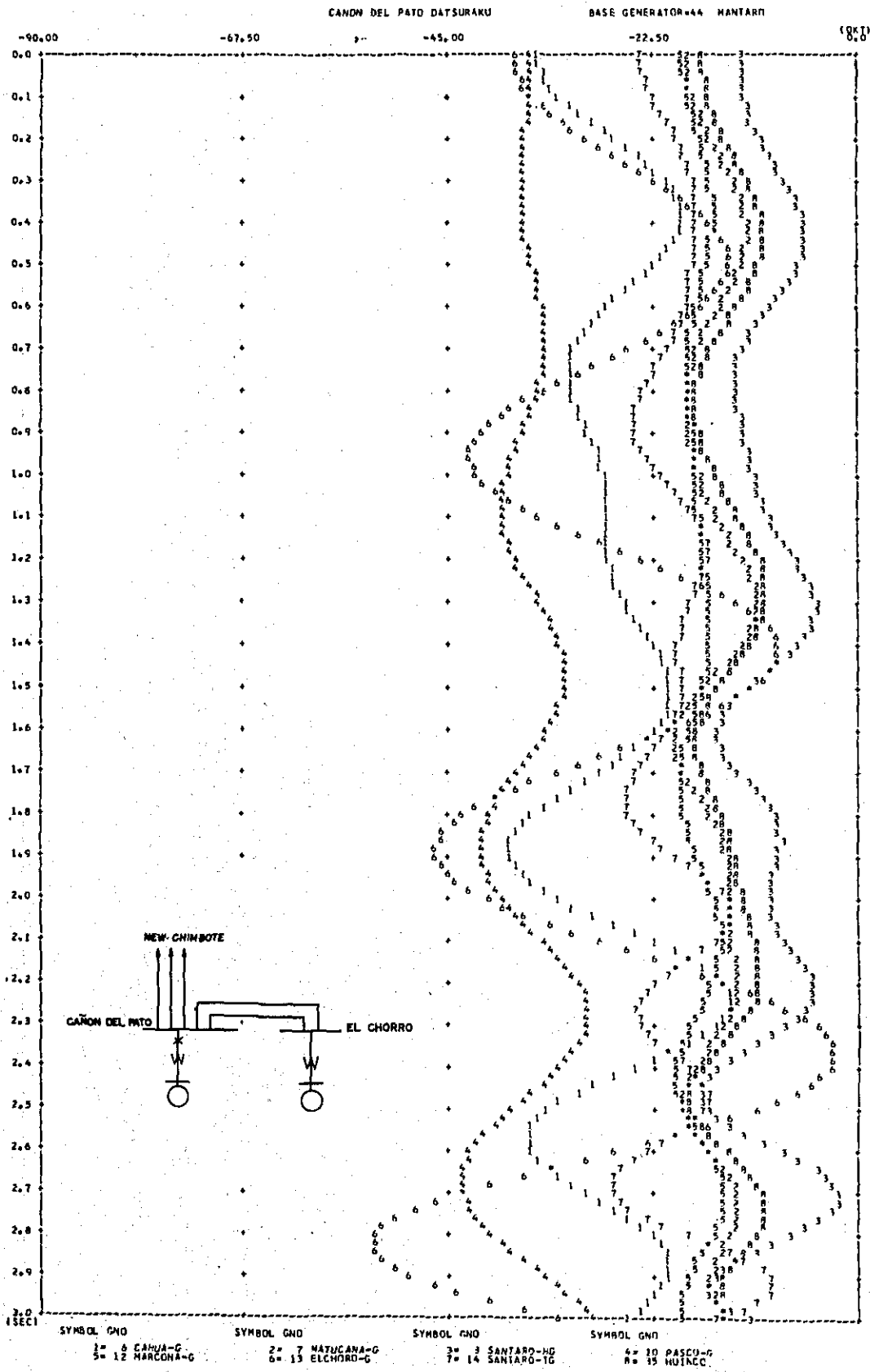


Fig.A-14 Transient Stability at Peak Time in 1983
(CHIMBOTE Power Station Power Shedding)

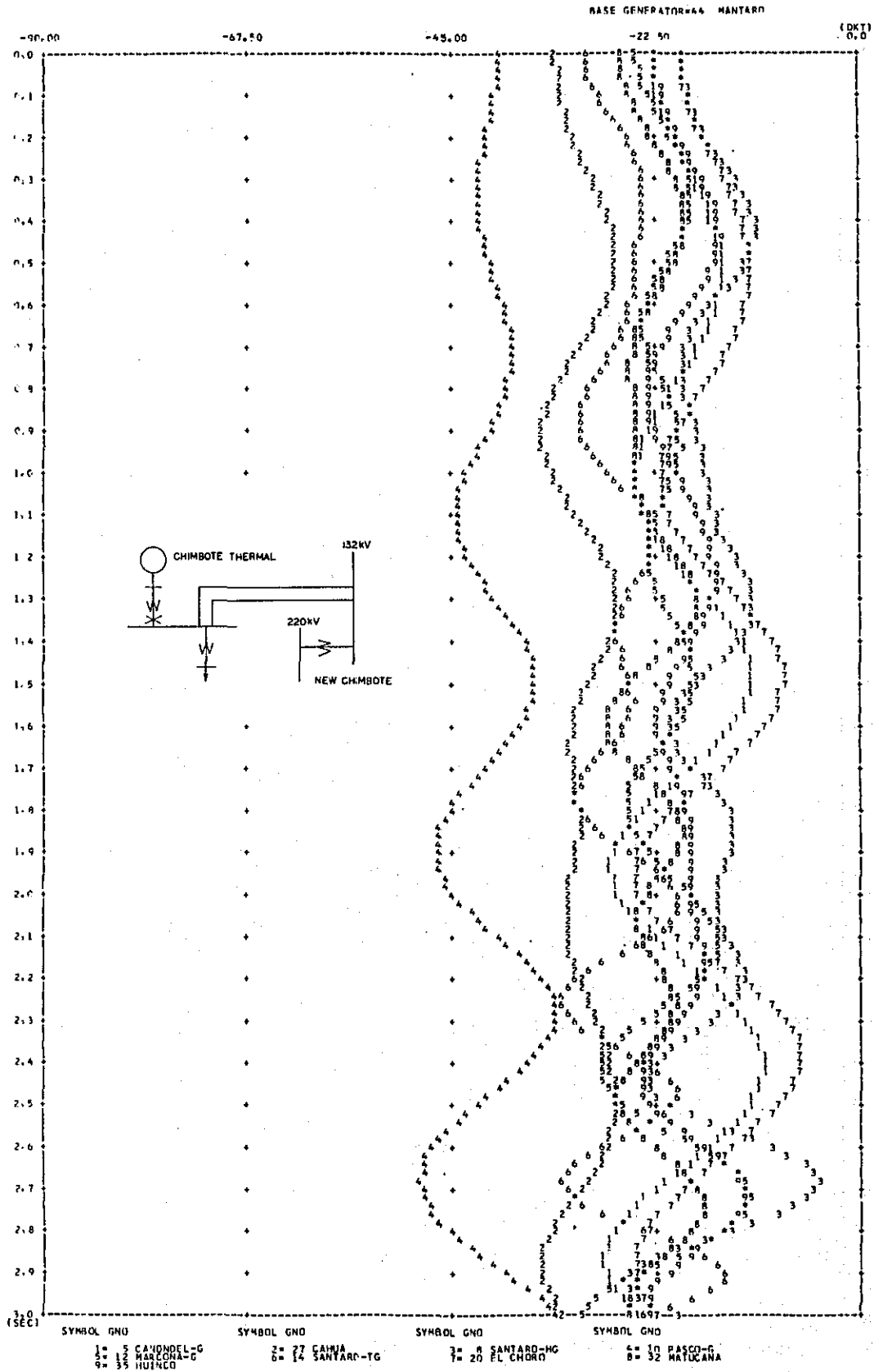


Fig. A-15 ALTERNATIVE PLAN
 Transient Stability at Peak Time in 1983
 1 CIRCUIT FAULT, Fault Point : SAN JUAN

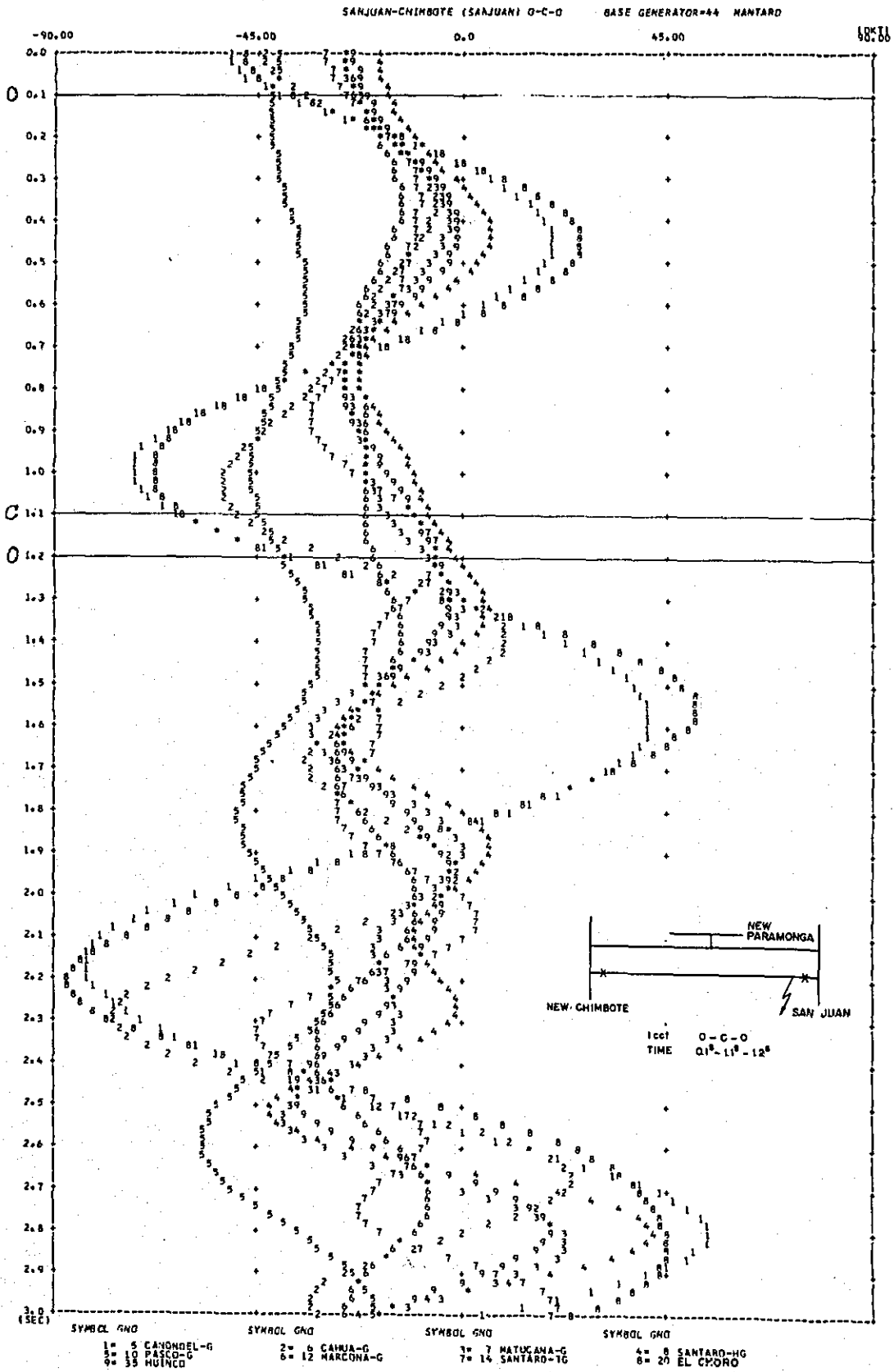


Fig. A-16 Fault Capacity in 1983

UNIT : MVA

