

第3章 電力需要および供給

第3章 電力需要および供給

3.1 電力系統

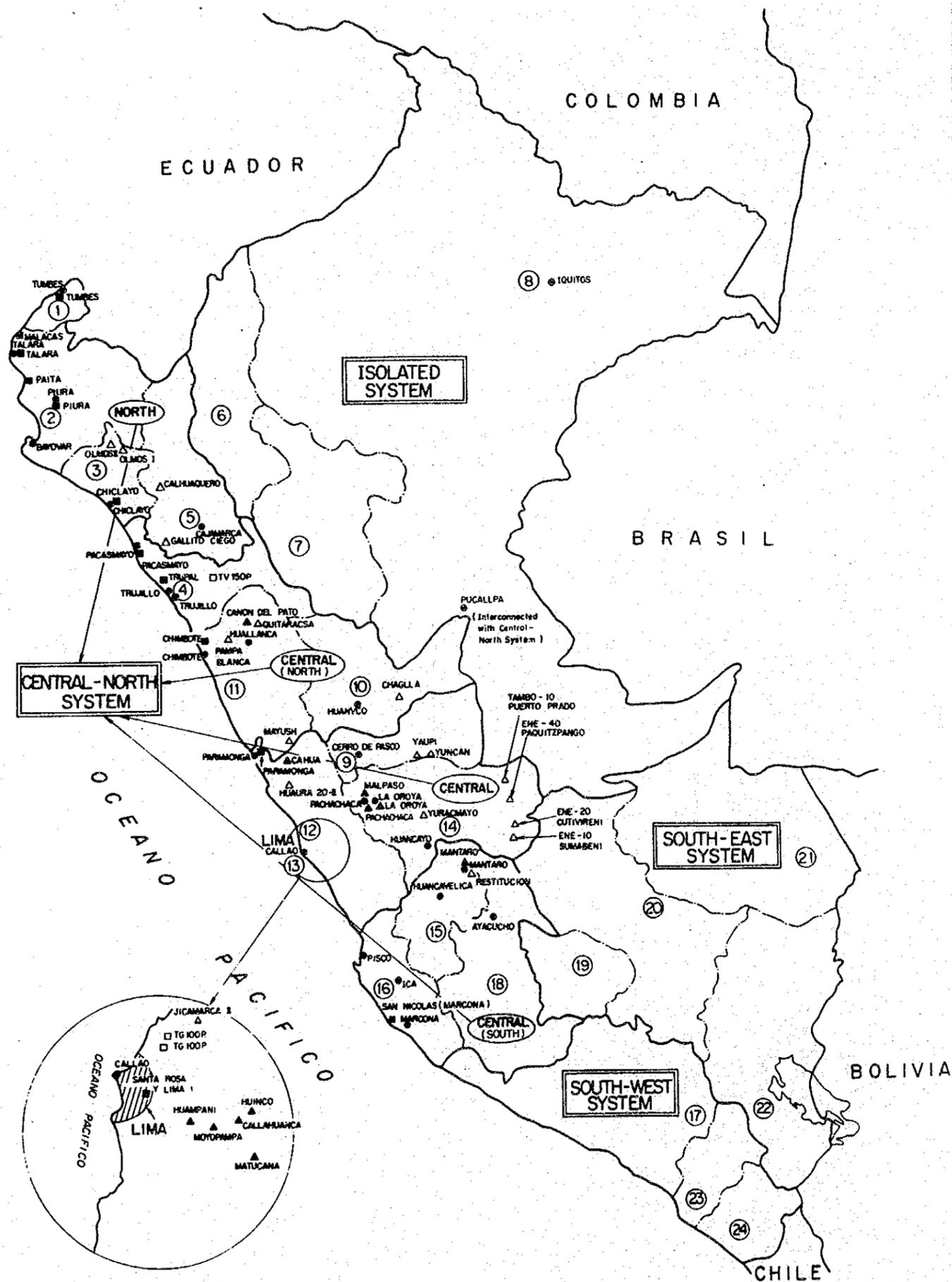
ペルーは24県に行政区分され電力系統は中北部系統、南西部系統、南東部系統および単独系統に大別される。(Fig. 3-1)

1990年代中頃には南西部と南東部系統は連系される予定であり、また、小規模単独系統も将来大きな系統に連系されていく計画になっているが、中北部と南部の二大系統を連系する計画は21世紀に入っても当分具体化される計画にはなっていない。

中北部電力系統は中央部と北部系統に大別されるが、この間の系統は現在連系されていない。1988年には連系される予定であり、これによって中北部電力系統はペルーで最も大きく重要な系統となる。中北部系統は1980年に完成したLima-Chimbote 220kV 送電線により南北部がほぼ連系され、Limaを中心とする産業および人口の集中している地域である。1984年における既連系の中北部電力系統(中央部系統)の発電設備容量は合計1,875MW(水力1,528MW, 火力347MW)であり、ペルー全体の55%を占めている。

また、本 Ene川水力発電計画において発生する電力はLimaに送電され上記中北部電力系統に連系されるのが最も適当である。

中北部系統の送電線電圧は主要幹線である220kV 送電線の他に、138kV、60kVおよび30kVとなっている。



LEGEND

Name of Department

- ① TUMBES
- ② PIURA
- ③ LAMBAYEQUE
- ④ LA LIBERTAD
- ⑤ CAJAMARCA
- ⑥ AMAZONAS
- ⑦ SAN MARTIN
- ⑧ LORETO
- ⑨ PASCO
- ⑩ HUANUCO
- ⑪ ANCASH
- ⑫ LIMA
- ⑬ CALLAO
- ⑭ JUNIN
- ⑮ HUANCAMELICA
- ⑯ ICA
- ⑰ AREQUIPA
- ⑱ AYACUCHO
- ⑲ APURIMAC
- ⑳ CUZCO
- ㉑ MADRE DE DIOS
- ㉒ PUNO
- ㉓ MOQUECUA
- ㉔ TACNA

- Thermal Power Plant (Existing as of 1984)
- " (Under Planning)
- ▲ Hydro Power Plant (Existing as of 1984)
- △ " (Under Planning)
- Town (Substation)

Fig. 3-1 Profile of Electric Power System in Peru and Generating Power Plants/Substations in Central-North System

3.2 電力需要予測

3.2.1 予測方針および方法

電力需要予測は、Ene川開発計画が連系を予定されている中北部電力系統を対象として行う。

尚、本調査による需要予測結果とペルー電力公社 (ELECTROPERU) による予測とを比較して需要予測の検証を行うものとする。

(1) ELECTROPERU による需要予測方法

ELECTROPERU は1983年に電力 Master Planを発表し、この中で中期および長期計画として今後10年後および25年後の電力市場調査、発電計画、送電計画、投資計画、資金調達について調査を行っており、引き続きこのレビューを実施している。

需要想定の方法は3つの需要種別、即ち一般電力需要、自家用発電設備を有する大規模電力需要、投資による新規需要に分類して行われており、さらにマクロ手法としてGDP と需要との相関を考慮してペルー国全体の需要想定も行われている。

(2) 本Study における予測方法

本検討で実施する中北部電力系統の需要予測は、マクロ手法によりGross Regional Domestic Product (GRDP) の変化に対する電力需要の変化を予測する方法で以下の如く行う。

(a) 第1に、過去の電力消費の所得弾性値をGRDP成長率および電力消費量伸び率（共に人口1人当たり）より分析し、将来の所得弾性値を推定する。

本調査では、ペルーと似たような経済・産業・人口構造の特徴を持つ国の一般的な傾向を考慮して今後25年間の所得弾性値は1人当たりGRDP成長率が高い場合 4.0とし、低い場合には 5.0と推定した。

(b) 第2に、将来の人口1人当たりのGRDP成長率を高いケースと低いケースに分けて想定する。

1人当たりのGRDP成長率は高いケースとして 1.0%、低いケースとして 0.5%と予測した。

- (c) 第3に、人口1人当りの将来の電力消費量の伸び率を想定したGRDP成長率に上述の弾性値を乗ずることによって求める。
- (d) 最後に、電力消費量の伸び率は人口1人当りの電力消費伸び率に人口伸び率を乗ずることによって求める。
- (e) 最大負荷の予測は、上記電力需要を基に送電線損失率と年負荷率を考慮して求める。送電線損失率および年負荷率は各々、7%、および66%と推定した。

3.2.2 検討結果

ELECTROPERU が行った需要予測結果と本調査による需要予測の比較をTable 3-1、Fig. 3-2 (電力消費量) およびTable 3-2、Fig. 3-3 (最大負荷) に示す。同図表より、ELECTROPERU の予測は、本調査による1人当たりのGRDPの高いケース(1.0%)と低いケース(0.5%)の間に位置している。

1984年から2009年までの、25年間の電力消費量の年平均伸び率は、ELECTROPERU の予測では6.3%、本調査のGRDP成長率の高いケースの予測では6.3%強であり、マクロ的にみればELECTROPERU と本調査の予測結果には大差がなく、ELECTROPERU の予測は妥当であると考えられる。

3.3 電力需要供給バランス

ELECTROPERU による電力需要予測と将来の電源開発計画の妥当性を検討するため、およびEne川開発計画の開発時期および開発規模を想定するため、KWおよびKWhの両面から需要供給バランスを調査した。

尚、KWおよびKWhバランスを検討するに当たり、各年毎に中北部電力系統へ連系されているKWおよびKWh値を採用した。

(1) KWバランス

中北部電力系統におけるKWバランスの予測をTable 3-3およびFig. 3-4に示すが、最大負荷の予測値はELECTROPERU のデータに不等率0.98を考慮し、かつ送電線損失率として7%を見込んだ。Table 3-3に示す通り、1989年から1993年までの予備率は少なめであるが、全体的にバランスがとれている。

(2) KWh バランス

KWh バランスの予測をTable 3-4およびFig. 3-5に示すが、電力消費量の予測値はELECTROPERU の予測値に送電線損失率7%を見込んだ。図表に示される通りKWh バランスはいかなる年においても良くバランスしている。

3.4 結 論

以上の検討の結果、現在ELECTROPERU で計画中の開発計画が予定どおり開発されれば1999年までは、KW、KWh とともに需要と供給のバランスがとれている。しかしながら、2000年には予想される最大負荷3,832MW に対し、供給力が3,853MW(1999年の3,883MW から既設火力30MW廃止) となるため、予備力は21MW(予備力率0.5%) と低下し、安定した電力供給は困難になることが予想される。

従って、2000年時点のペルー中北部系統の安定した電力供給を確保するとともに、上述した状況に対応するための次期電源の開発が必要となる。

Table 3-1 Comparison of Projected Interconnectable Electric Power Consumption in Central-North System between ELECTROPERU and JICA

Year	ELP	(Unit: GWh)	
		JICA (High Case of Per Capita GRDP Growth Rate: 1.0%)	JICA (Low Case of Per Capita GRDP Growth Rate: 0.5%)
1984	7,625	7,689	7,578
85	7,952	8,213	7,978
86	8,483	8,772	8,398
87	9,210	9,369	8,841
88	9,762	10,007	9,307
89	10,471	10,689	9,797
90	11,125	11,405	10,304
91	12,140	12,169	10,837
92	12,812	12,985	11,397
93	13,903	13,842	11,974
94	14,650	14,755	12,580
95	15,405	15,714	13,203
96	16,417	16,736	13,858
97	17,381	17,788	14,518
98	18,331	18,907	15,209
99	19,476	20,076	15,916
2000	20,587	21,316	16,656
1	21,838	22,612	17,414
2	23,161	23,987	18,207
3	24,569	25,422	19,017
4	26,058	26,942	19,863
5	27,641	28,523	20,727
6	29,318	30,198	21,629
7	31,101	31,970	22,570
8	32,993	33,815	23,527
2009	34,999	35,766	24,524
Average Growth Rate	6.3 %/p.a.	6.3 %/p.a.	4.8%/p.a.

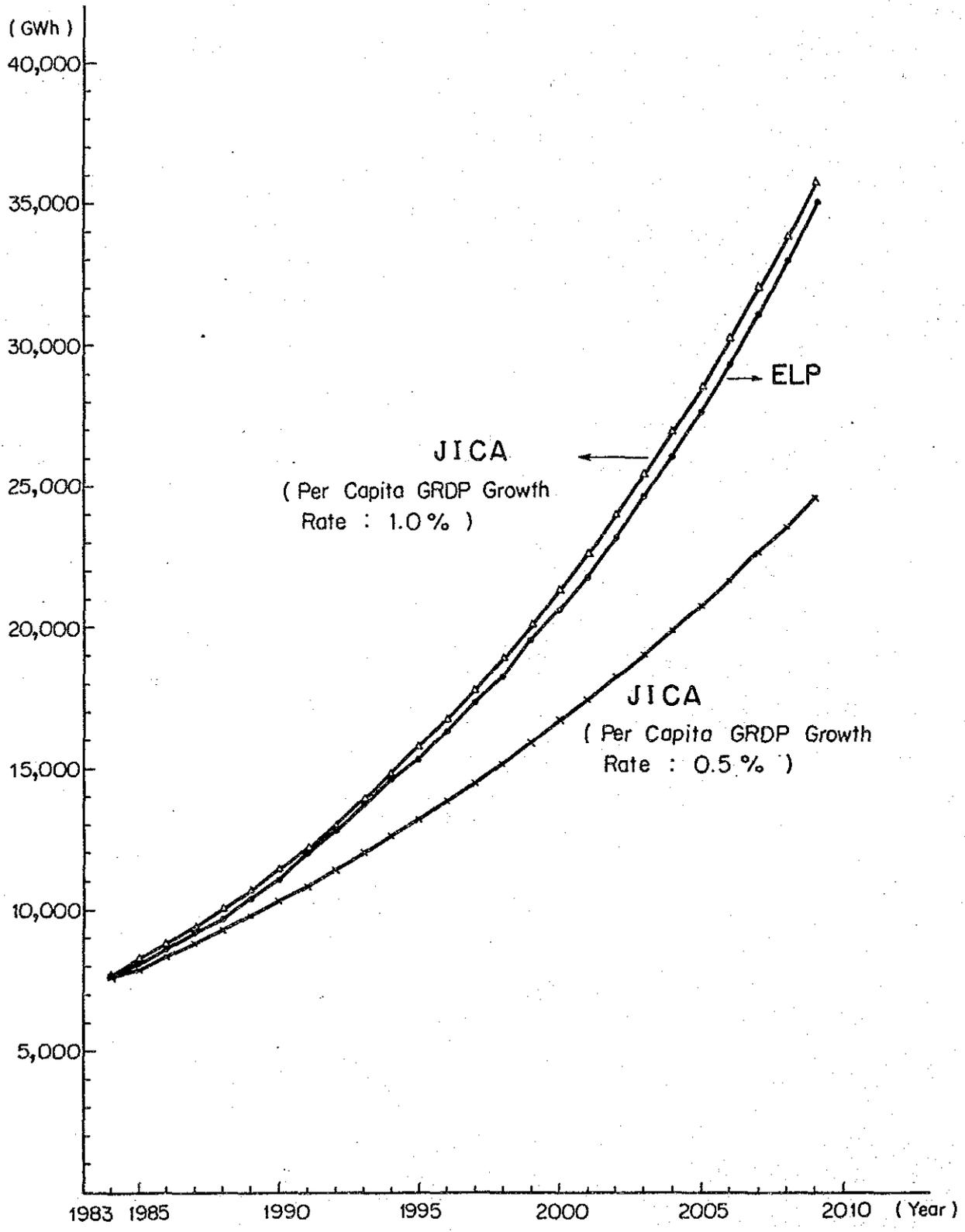


Fig. 3-2 Comparison of Projected Interconnectable Power Consumption in Central-North System between ELECTROPERU and JICA

Table 3-2 Comparison of Projected Interconnectable Peak Power Demand
in Central-North System between ELECTROPERU and JICA

Year	ELP	(Unit: MW)	
		JICA (High Case of Per Capita GRDP Growth Rate: 1%)	JICA (Low Case of Per Capita GRDP Growth Rate: 0.5%)
1984	1,480	1,430	1,409
85	1,527	1,527	1,484
86	1,618	1,631	1,562
87	1,746	1,742	1,644
88	1,854	1,861	1,731
89	1,987	1,988	1,822
90	2,113	2,121	1,916
91	2,299	2,263	2,016
92	2,433	2,415	2,120
93	2,619	2,574	2,227
94	2,749	2,744	2,340
95	2,890	2,923	2,456
96	3,070	3,113	2,577
97	3,243	3,308	2,700
98	3,426	3,516	2,829
99	3,631	3,734	2,960
2000	3,846	3,964	3,098
1	4,090	4,205	3,239
2	4,335	4,461	3,386
3	4,606	4,728	3,537
4	4,898	5,011	3,694
5	5,208	5,305	3,855
6	5,529	5,616	4,023
7	5,874	5,946	4,198
8	6,239	6,289	4,376
2009	6,627	6,652	4,561
Average Growth Rate	6.1 % p.a.	6.3 % p.a.	4.8 % p.a.

(Note): (1) Diversity factor of 0.98 is taken into account for peak power demand.

(2) Transmission line losses of 7% are taken into account for peak power demand.

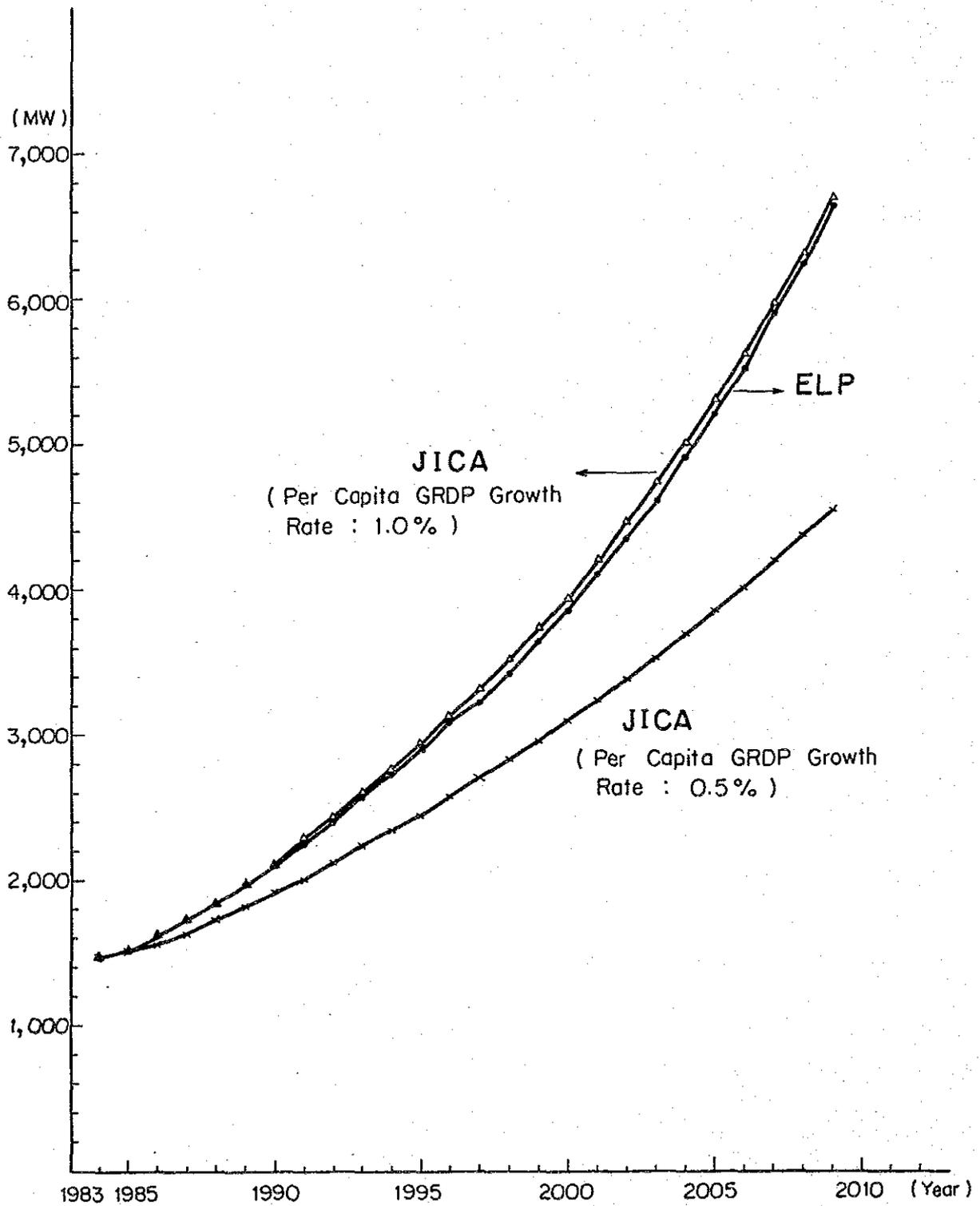


Fig. 3-3 Comparison of Projected Interconnectable Peak Power Demand in Central-North System between ELECTROPERU and JICA

Table 3-3 Projection of kW Balance in Central-North System

Year	Installed Capacity (MW)	Guaranteed Capacity (MW)	Peak Power Demand (MW)	Marginal Supply Capability	
				(MW)	(%)
1983	1875	1462	1184	278	23.5
84	"	"	1225	237	19.3
85	2275	1784	1409	375	26.6
86	"	"	1495	289	19.3
87	"	"	1606	178	11.1
88	2467	1943	1790	153	8.5
89	2478	1953	1920	33	1.7
90	"	2102	2042	60	2.9
91	2612	2242	2220	22	1.0
92	2804	2431	2349	82	3.5
93	3018	2589	2529	60	2.4
94	3218	2789	2656	133	5.0
95	3346	2921	2795	126	4.5
96	3467	3056	2970	86	2.9
97	3739	3320	3200	120	3.8
98	4498	3931	3414	517	15.1
99	4440	3883	3618	265	7.3
2000	4785	4244	3832	412	10.8
1	"	"	4075	169	4.1
2	5179	4635	4319	316	7.3
3	5573	5017	4606	411	8.9
4	5759	5171	4898	273	5.6
5	6379	5687	5207	480	9.2
6	6737	6042	5529	513	9.3
7	7095	6422	5874	548	9.3
8	7453	6678	6239	439	7.0
9	7453	6678	6626	52	0.8

(Note): (1) Supply and demand (MW) show the interconnected values year by year.

(2) Diversity factor of 0.98 and transmission line losses of 7% are taken into account for peak power demand.

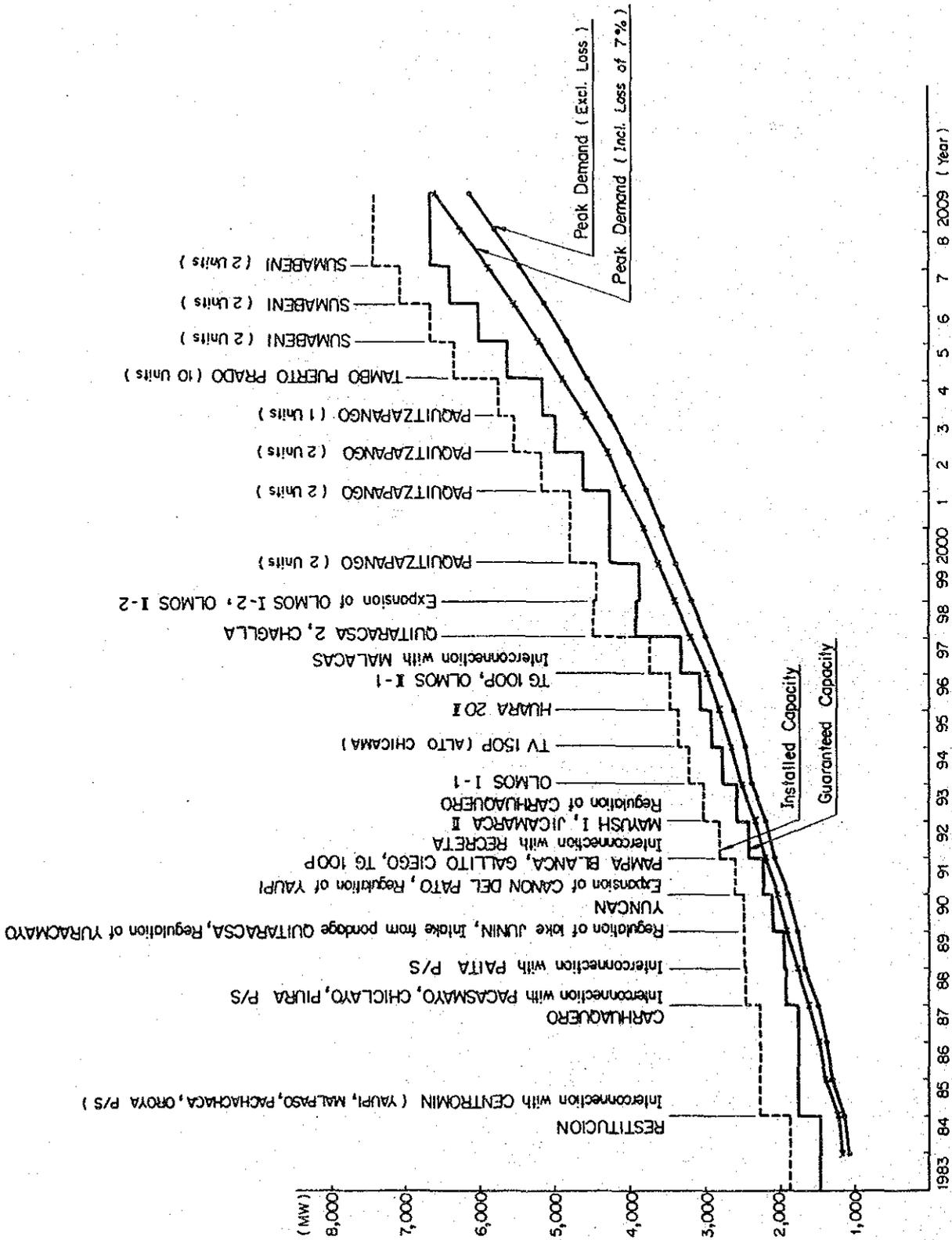


Fig. 3-4 Projection of kW Balance in Central-North System

Table 3-4 Projection of kWh Balance in Central-North System

Year	Energy Production (GWh)		Power Consumption (GWh)	Power Consumption (GWh)
	Average Year	Dry Year	(Excl. transmission line losses)	(Incl. transmission line losses of 7%)
1983	6414 (Actual)		5860	6301
84	9347	8428	6106	6566
85	12068	10918	7390	7946
86	"	"	7896	8490
87	"	"	8545	9188
88	12923	11609	9425	10134
89	12962	11648	10119	10881
90	13720	12396	10757	11567
91	14816	13408	11749	12633
92	16393	14892	12402	13335
93	17620	16135	13471	14485
94	18290	16580	14206	15275
95	19291	17581	14949	16074
96	20266	18368	15948	17148
97	21863	19922	17221	18517
98	26228	23107	18290	19667
99	26074	22953	19432	20895
2000	* 27137		20538	22084
1	* 28478		21785	23425
2	* 29895		23103	24842
3	* 31471		24569	26418
4	* 33033		26058	28019
5	* 34736		27641	29722
6	* 36539		29318	31525
7	* 38456		31101	33442
8	* 40490		32993	35476
9	* 42647		34999	37633

(Note) (1) Supply and demand (GWh) show the interconnected values year by year.

(2)* Annual energy production by the Ene River Project is calculated by using hydrological data of past 32 years.

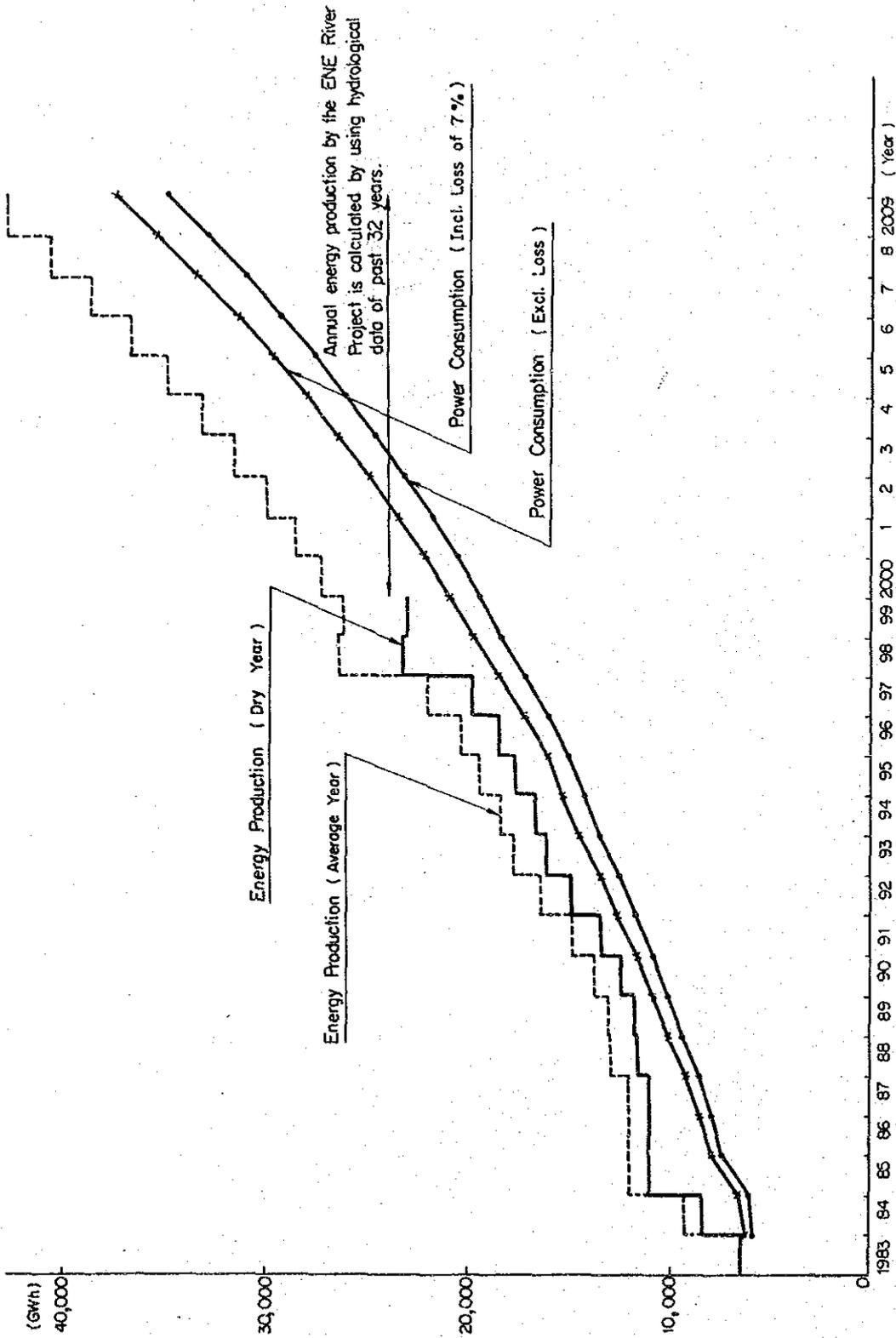


Fig. 3-5 Projection of kWh Balance in Central-North System

第4章 開発計画

第4章 開発計画

4.1 一般

本章においては、Tambo川の上流部およびPerene川を含む Ene川全流域を対象に、最適な水力一貫開発計画のMaster Plan の策定について、現地調査結果を踏まえ検討を行った。

4.2 ダムサイト

上記 Ene川の調査範囲においては、従来よりいくつかのダム候補地点が提案されているが、ダムサイトとして可能性のある地点は、今回の調査結果からもTambo Puerto Prado、Ene Paquitzapango、Ene CutivireniおよびEne Sumabeniの4ヶ地点であることが確認された。

上記各ダムサイトの地形、地質的には、Tambo Puerto PradoおよびEne Paquitzapango 地点は比較的大規模なダムの築造が可能と判断される。しかしながら、その他のダム候補地点のEne CutivireniおよびEne Sumabeniの両地点は、一応大規模なダムを築造することは可能なものと考えられるものの、両地点についてはEne Paquitzapango ならびに Tambo Puerto Prado地点より優れていないものと判断される。

4.3 計画の検討手法

4.3.1 検討手法

開発計画の検討は、以下に述べる二段階に分けて検討する。

第1段階の検討

各計画地点（ダムサイト）の地点特性を把握することを主たる目的とし、それぞれの地点での単独開発案について、ダムの高さ、有効貯水容量、出力規模等を変化させて、比較検討を行ない各計画地点（ダムサイト）が持つ地点特性を把握する。

第2段階の検討

第1段階において実施した単独開発による各地点（ダムサイト）の地点特性を勘案のうえ、2つ以上のダムの組み合わせによるいくつかの Ene川全体の一貫開発計画

案について比較検討を行ない最適な一貫開発計画案を選定する。

4.3.2 検討条件

(1) 保証流量：

本検討の計算期間である1951年～1982年の32ヶ年について、マスカーブから求められる各年最低確保流量の95%確率に相当する渇水第2年の最低確保流量を保証流量とした。

(2) ピーク継続時間：

1982年の実績日負荷曲線を参考に、本プロジェクトの発電開始が必要となる1999年以降の各月最大需要発生日の日負荷曲線を求め、1999年からの増分日発電電力量(MWh)を増分電力(MW)で除して各月の所要等価ピーク継続時間を求めた。その結果ピーク継続時間は、ほぼ18時間程度である。

(3) 最大使用水量：

発電の最大使用水量は、求められた保証流量を等価ピーク継続時間(18hr)に盛り上げた流量とした。

すなわち、

$$Q_{\max} = Q_f \times \frac{24}{T_p}$$

ここに Q_{\max} : 最大使用水量

Q_f : 保証流量

T_p : ピーク継続時間 (=18hr)

(4) 設備出力および単機出力：

設備出力は、上記の最大使用水量と貯水池の基準水位から得られる有効落差から求めた。

なお、水車発電機の単機容量については、水車1台当りの最大使用水量を機器の輸送限界(約70ton)を勘案し、250m³/s程度として、決めることとした。

(5) 電力量の計算、有効出力および1次・2次電力量：

電力量の計算は、各ダムサイトの月別流入量を用い、1951～1982年の32ヶ年間についてMonthly 計算を行なった。有効出力 (Dependable Capacity) は、各月の限界最大出力と所要ピーク継続時間 (18hr) における等価出力のいずれか小さい出力とし、価値計算に際しては乾期 (5月～10月) の有効出力の平均値とした。

年間発生電力量のうち、増分消費電力量相当分をFirm電力量とし、それ以上の発生電力量は既設火力発電所の年間発生電力量を限度としてSecondary 電力量とした。

なお、需給バランスを考慮しないOne-Stage開発においては、保証流量相当分をFirm電力量とした。

(6) 評価手法

比較検討は将来のエスカレーションを考えない1984年12月の工事費レベルとし、代替火力との比較によるB/C, (B-C)手法により行うとともに、KW当り建設費、KWh 当り建設費ならびに耐用年数間均等化発電原価を勘案の上、総合的な評価を行うこととし、次の2ケースについて実施した。すなわち、需給バランスを考慮せずに、全発電設備を一度に開発するケース (One-Stage開発) と、需給バランスを考慮し、発電設備を段階的に開発するケース (Stages開発) の両方について比較検討を実施した。

代替火力の諸元は、現在ELECTROPERU で計画中のAlto Chicama発電所の建設費、燃料費をもとに他のInternational Coal Thermal Plantにおける価格をも考慮のうえ、以下のように設定した。

Unit KW 価値 (Annual Cost) :	175.5US \$ /KW (estimated as of Dec.1984)
Unit KWh価値	: Firm 24.0mill/KWh
	Secondary 36.1mill/KWh (average fuel cost of thermal plants in the Central-North System)

4.4 開発計画の検討

4.4.1 単独開発計画案の検討

本計画検討は、予備的な検討として各計画地点（ダムサイト）を単独に開発した場合の発電計画上の特性を把握することを目的として行うものである。

各計画地点の単独開発計画の検討は各ダムサイトの地形、地質、基礎地盤の状態を総合的に勘察し、その地点で技術的にダムが築造可能と思われる限界満水位標高を上限とし、満水位標高を種々変化させて行った。

検討ケースならびに諸元はTable 4-1に示す。

検討結果はTable 4-2(1), (2), およびFig. 4-1に示すとおりであり、これから次のことが判明した。

(1) 計画地点（ダムサイト）としてはEne Paquitzapango 地点が4つの計画地点（ダムサイト）の中で、最も経済性が優れている。

(2) Ene Paquitzapango 地点の検討では、満水位標高 455m案と 465m案とは、ほぼ同等であるが、Stages開発ではダムの先行投資負担が少ないHWL455m案の方が均等化発電原価が安く、有利と判断される。

(3) Tambo Puerto Prado地点は、Ene Paquitzapango 地点より経済性は劣る。

このことは、今回実施したボーリング、弾性波探査等による地質調査の結果、本地点の河床堆積物の厚さは少なくとも60m程度あるものと推定され、従来の地表踏査等にもとづく計画に比べ、基礎掘削ならびにダム体積が大幅に増加することに起因するものである。

(4) Ene Sumabeni地点ならびにEne Cutivireni地点については、地質調査を実施していないため空中踏査および地上踏査、地形図による図上検討ならびに航空写真による地質判読から判断すると、Ene Sumabeni地点のHWL555m案は一応経済性はあるものと思われる。また、別項で検討される下流に位置するダムとの組合わせ開発を行えば、両貯水池での組合わせ運用が出来、経済性は増高するものと思われる。

しかしながら、それ以外の案については全て経済性は得られない結果となった。特

にEne Cutivireni地点については、現地調査が今後実施され、その結果余程の好条件が見出せない限り、その開発は困難とおもわれる。

4.4.2 複数ダムによる一貫開発計画の検討

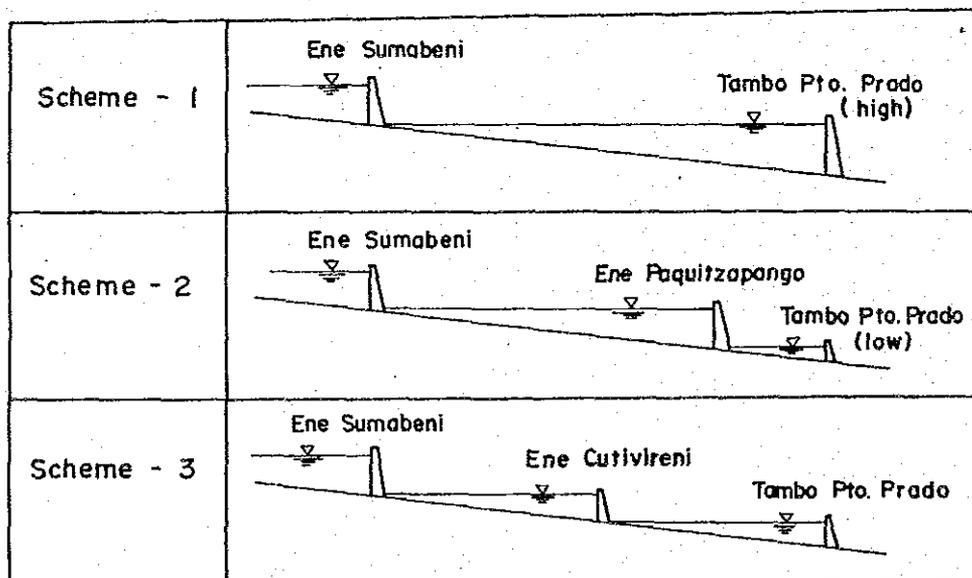
(1) 検討ケース

前項の検討結果をもとに、経済性の高いEne PaquitzapangoおよびTambo Puerto Pradoを中心とする Ene川全体の一貫開発計画の検討を行った。

また、前項の検討の結果から判断して有利な開発計画案とは考えられないが、Ene Cutivireni damを含む一貫開発計画案についても参考のために検討することとした。

従って、Ene川の一貫開発計画として下記概念図に示すと通りの3案について検討を行った。検討諸元はTable 4-3に示す。

Alternative Schemes of Master Plan



(2) 検討結果

検討結果をTable 4-4およびFig. 4-2に示す。また、各SchemeのInstallation ProgramをTable 4-5(1)~(3)に示す。この検討の結果、次のことが判明した。

(a) Scheme-2 (Ene PaquitzapangoのHWL455mとTambo Puerto PradoのHWL355mおよびEne SumabeniのHWL555mの3つのダムの組合せ開発計画案)とScheme-1 (Tambo Puerto PradoのHWL445mとEne SumabeniのHWL555mの2つのダムを組合せた開発計画案)をStages Developmentのケースで比較するとB/C、(B-C)および均等化発電原価ともにScheme-2の方が有利である。

これはTambo Puerto Prado (high dam)の費用は他に比べて高く、発電の初期段階における先行投資負担が大きいためである。

(b) Scheme-3のEne Cutivireniを含む開発計画案は経済性が得られない。

(c) 従って、Perene川を含むEne川全体としての一貫開発計画案としてはScheme-2が総合的に判断して最も優れており、Scheme-1の開発計画は第2順位と判断される。

4.5 最適一貫開発計画案

以上の検討の結果、Tambo川およびPerene川を含むEne川全体の一貫開発計画のMaster Planとして次の開発計画案が得られた。その概要を以下に述べる。

まず、Ene Paquitzapango地点に高さ165mのConcrete Gravityダムを築造し、HWL455mとLWL423mの間で得られる有効貯水容量 $10,600 \times 10^6 \text{ m}^3$ により流入量を貯留調整し、最大使用水量 $1,540 \text{ m}^3/\text{s}$ と有効落差103mをもって最大出力1,379MW ($197\text{MW} \times 7\text{unit}$)、年間発生電力量10,960GWhの発電を行う。

Ene Paquitzapango計画に引続き、Tambo Puerto Prado地点に高さ110m、HWL335mのConcrete Gravityダムを築造し、最大使用水量 $2,400 \text{ m}^3/\text{s}$ と有効落差30mをもって、最大出力620MW ($62\text{MW} \times 10\text{unit}$)、年間発生電力量4,870GWhの発電を行う。

最後にEne Sumabeni地点に、高さ160mのRockfillダムを築造し、HWL555mとLWL517mの間で得られる有効貯水容量 $6,900 \times 10^6 \text{ m}^3$ により流入量を貯留調整し、最大使用水量 $1,302 \text{ m}^3/\text{s}$ と有効落差95mをもって、最大出力1,074MW ($179\text{MW} \times 6\text{unit}$)、年間発生電力量8,990GWh (下流増を含む)の発電を行う。

3水力発電所の合計最大出力は3,073MW、合計年間発生電力量は24,820GWhとなる。これらの電力を北部中央系統の最大の電力需要地であるLima市に送電するため、Ene

Paquitzapango 発電所からSan Ramon 地区に計画している中間系統開閉所に至る500KV 1cct 2ルート（その内1cct はTambo Puerto Prado発電所を経由）亘長約 210kmの送電線を、またSan Ramon 開閉所からLima地区までは 500KV 1cct 2ルート亘長約 260kmの送電線をそれぞれ建設する。

また、Ene Sumabeni発電所の電力は、Rio Mantaro 沿いにConcepcionを経由してLimaに至る亘長約 380km 500KV 1cct の送電線1ルートを建設し送電する。

総所要工事費は送電線工事費を含め1984年12月時点に於いて $6,262 \times 10^6$ US\$と見込まれ、KW、KWh 当たりの建設costはそれぞれ、2,038US\$ /KW、252mill/KWhである。

発電所の投入時期は、中北部系統の需要に合わせて2000年にEne Paquitzapangoの2 unitを投入し、以降順次unit数を増し、2005年にTambo Puerto Prado、2006年にEne Sumabeniの最初の2 unit、そして2008年にEne Sumabeniの最終2 unitを投入することにより、この一貫開発計画による3発電所が全運開する。

この投入計画に基づくStage 開発での、耐用年数間の経済性は $B/C=1.27$ 、 $NPV(B-C)=1.147 \times 10^6$ US\$であり、十分な経済性が得られる。また、均等化発電原価は需要端で49.0mill/KWh（送電端38.2mill/KWh）であり本開発計画により安価な電力を供給することが可能である。

選定された一貫開発計画案の諸元、工事費、投入計画ならびに経済性をTable 4-6 ~ 4-8、Fig. 4-3に、工事工程をFig. 4-4に示す。

また、最優先開発計画のEne Paquitzapango 計画に対する今後の作業予定をFig. 4-5に示す。

4.6 経済解析

前項に記されている Ene川水力発電計画の最適一貫開発計画案、ならびにその内でも最優先開発計画のEne Paquitzapango 計画について、経済的内部収益率 (EIRR) により、Master Plan 段階における概略的な経済解析を試みた。

4.6.1 前提条件

(1) 経済費用を、Table 4-9に示す。この経済費用は市場価格に基づく財務費用（建設中利息を除く）から輸入関税、諸税ならびに労務費用と労働の限界生産費 (shadow wage) との価格差等を削除するとともに、ペルー国内の類似計画を参考にして求めた。

(2) 便益は、Lima市における当該水力発電所の販売可能電力量と電気料金より求められる電力販売収益とした。電気料金は、ELECTROPERU より入手したKWh 当り48.5millを基準に試算を行なった。

(3) キャッシュ・フローをTable 4-10に示す。

キャッシュ・フローの作成において、建設期間中の年別所要資金は前項の工事工程に基き算出した。

また、土木構造物の耐用年数は原則として50年とし、水力発電機器および送電設備の耐用年数は25年とした。

4.6.2 検討結果

前記前提条件に基づいて計算された経済的内部収益率 (EIRR) は、Ene川全体の最適一貫開発計画 (Scheme-2) については、14.4%となり、最優先開発計画であるEne Paquitzapango 地点については18.1%で、充分経済性のある計画といえる。

なお、前項で求めた費用および便益をそれぞれ20%まで変化させて経済的内部収益率の感度分析を行なった。

最適開発計画Scheme-2に対する感度分析の結果はFig. 4-6に示す通りである。

これによると便益を一定とした場合、費用が20%上昇するとEIRRはベース・ケースの14.4%から12.5%に落ち、費用が逆に20%低下するとEIRRは14.4%から16.8%に上る。

費用が20%増加した場合という厳しい条件であってもEIRRは12%を越えていることを

考えれば、国民経済的立場から見てもフィージブルな計画であるといえる。最優先開発計画Ene Paquitzapangoに対して行った感度分析の結果はFig. 4-7の通りであり、EIRRは何れのケースでもScheme-2を上廻っており、Ene Paquitzapango計画は最優先開発計画としての特性を有していると言える。

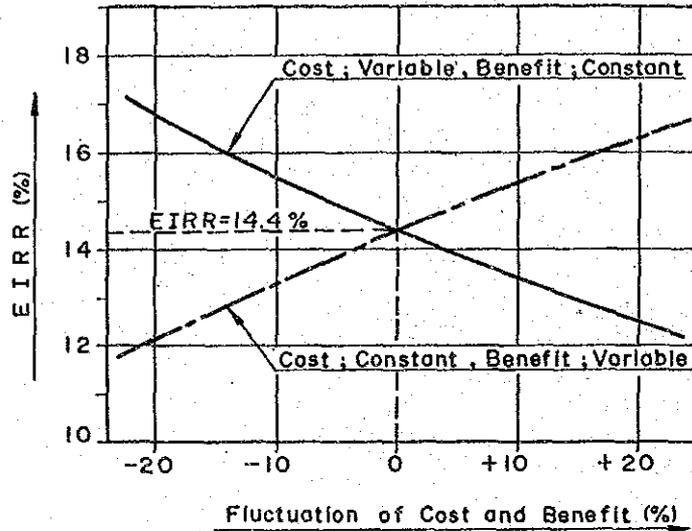


Fig. 4-6 Sensitivity Analysis for Scheme-2

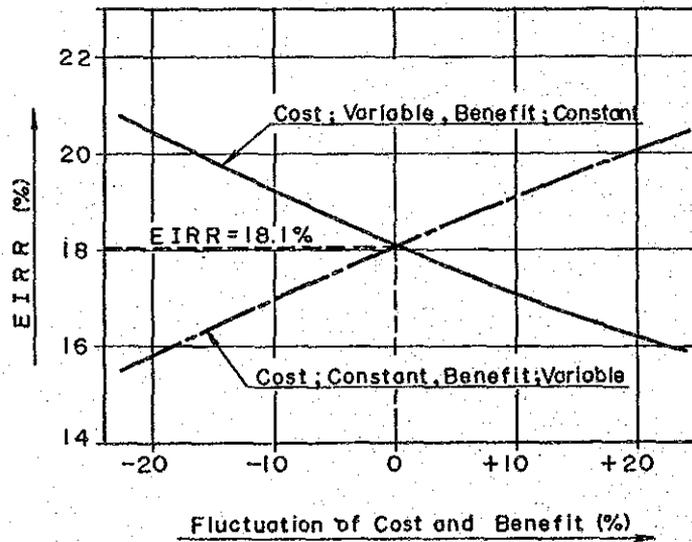


Fig. 4-7 Sensitivity Analysis for Ene Paquitzapango

Table 4-1 General Feature of Each Project

Item	Unit	Tambo Puerto Prado		Ene Paquizapango		Ene Cutivireni		Ene Sumabeni			
		T415 (RHL 415)	T430 (RHL 430)	T445 (RHL 445)	T465 (RHL 465)	P455 (RHL 455)	P465 (RHL 465)	C450 (RHL 450)	S525 (RHL 525)	S540 (RHL 540)	S555 (RHL 555)
STREAM FLOW											
Catchment Area	km ²	126,100	126,100	126,100	104,500	104,500	102,100	98,290	98,290	98,290	98,290
Average Annual Runoff	10 ⁶ m ³	75,730	75,730	75,730	52,500	52,500	51,300	49,380	49,380	49,380	
RESERVOIR											
Normal High Water Level	m	415	430	445	445	455	465	450	525	540	555
Total Storage Capacity	10 ⁶ m ³	10,800	16,600	24,200	13,000	17,000	22,000	7,500	6,300	9,000	12,000
Sedimentation Level	m	386	386	386	406	406	406	430	500	500	500
Low Water Level	m	403	403	403	423	423	423	447	517	517	517
Available Draw Down	m	12	27	42	22	32	42	3	8	23	38
Effective Storage Capacity	10 ⁶ m ³	3,200	9,000	16,600	6,600	10,600	15,600	800	1,200	3,900	6,900
DAM											
Type	-	Rockfill	Rockfill	Rockfill	Gravity	Gravity	Gravity	Rockfill	Rockfill	Rockfill	Rockfill
Height	m	190	205	220	155	165	175	145	130	145	160
Volume	10 ⁶ m ³	22.8	28.4	37.0	1.9	2.2	2.7	12.0	16.6	24.5	31.0
POWER GENERATING											
Normal Intake Level	m	410	419	428	435	441	448	449	521	530	538
Tail Water Level	m	301	302	302	335	336	336	386	441	441	441
Normal Effective Head	m	101	107	116	98	103	110	60	76	85	95
Firm Discharge	m ³ /sec	1,099	1,521	1,798	998	1,157	1,274	585	601	793	978
Maximum Discharge	m ³ /sec	1,464	2,020	2,400	1,320	1,540	1,696	780	801	1,156	1,302
Installed Capacity	MW	1,288	1,880	2,424	1,128	1,379	1,624	405	528	780	1,074
Number of Units	-	8	10	12	6	7	8	3	3	4	6

Table 4-2(1) Economic Evaluation on Each Project (One-Stage Development)

Item	Unit	Tambo Pro. Prado		Ene Paqutzapango		Ene Cutivireni		Ene Sumabeni			
		T415	T430	T445	P445	P455	P465	C450	S525	S540	S555
Installed Capacity	MW	1,288	1,880	2,424	1,128	1,379	1,624	405	528	780	1,074
Annual Energy Production	GWh	10,934	15,315	19,500	9,080	10,960	12,917	3,393	4,439	6,363	8,455
Annual Available Energy 1)	"	10,901	15,269	19,442	9,053	10,927	12,878	3,383	4,426	6,344	8,430
Dependable Capacity	MW	1,264	1,822	2,369	1,092	1,339	1,592	399	521	750	1,021
Effective Capacity 2)	"	1,254	1,807	2,350	1,083	1,328	1,579	396	517	744	1,013
Present Value (PV) of KW Benefit (B1)	10 ⁶ US\$	2,000	2,881	3,747	1,727	2,117	2,518	631	824	1,186	1,615
Annual Firm Energy	GWh	8,696	12,736	16,548	7,613	9,270	11,025	2,670	3,580	5,324	7,306
PV of KWh Benefit (B2)	10 ⁶ US\$	1,733	2,542	3,298	1,517	1,848	2,197	532	714	1,061	1,456
Annual Secondary Energy	GWh	2,205	2,513	2,644	1,440	1,657	1,853	713	846	1,020	1,124
PV of KWh Benefit (B3)	10 ⁶ US\$	661	753	793	432	497	556	214	254	306	337
PV of Total Benefit (B) = (B1) + (B2) + (B3)	"	4,394	6,176	7,838	3,676	4,462	5,271	1,377	1,792	2,553	3,408
Construction Cost	10 ⁶ US\$	2,952	3,371	4,043	1,853	2,052	2,353	2,202	2,257	2,471	2,673
PV of Annual Cost (C)	"	3,074	3,510	4,210	1,929	2,137	2,450	2,293	2,350	2,573	2,783
Construction Cost per KW 3)	US\$/KW	2,292	1,793	1,668	1,643	1,488	1,449	5,437	4,274	3,168	2,489
Construction Cost per KWh 4)	mill/KWh	270	220	207	204	187	182	649	508	388	316
Benefit - Cost Ratio (B/C)	"	1.43	1.76	1.86	1.91	2.09	2.15	0.60	0.76	0.99	1.22
NPV (B-C)	10 ⁶ US\$	1,320	2,666	3,628	1,747	2,325	2,821	-916	-558	-20	625
Equivalent Annual Cost per KWh	mill/KWh	38.0	29.8	28.4	27.6	25.3	24.6	81.8	68.7	52.5	42.7

Note: 1) (Annual Energy Production) x (1-0.003)
 2) (Dependable Capacity) x (1-0.003) x (1-0.005)
 3) (Construction Cost) / (Installed Capacity)
 4) (Construction Cost) / (Annual Energy Production)

Table 4-2(2) Economic Evaluation on Each Project (Stage Development)

Item	Unit	Tambo Pto. Prado		Ene Paquitzapango		Ene Cutivireni		Ene Sumabeni			
		T415	T430	T445	P445	P455	P465	C450	S525	S540	S555
Installed Capacity	MW	1,288	1,880	2,424	1,128	1,379	1,624	405	528	780	1,074
Annual Energy Production	GWh	10,934	15,315	19,500	9,080	10,960	12,917	3,393	4,439	6,363	8,455
Annual Available Energy	"	10,901	15,269	19,442	9,053	10,927	12,878	3,383	4,426	6,344	8,430
Dependable Capacity	MW	1,264	1,822	2,369	1,092	1,339	1,592	399	521	750	1,021
Effective Capacity	"	1,254	1,807	2,350	1,083	1,328	1,579	396	517	744	1,013
Present Value (PV) of KW Benefit (B1)	10 ⁶ US\$	1,624	2,152	2,579	1,450	1,719	1,985	609	796	1,071	1,415
Annual Firm Energy	GWh	7,124	8,827	12,547	5,523	7,124	7,124	2,530	2,530	3,947	5,523
PV of KWh Benefit (B2)	10 ⁶ US\$	1,126	1,318	1,672	924	1,126	1,126	476	476	700	924
Annual Secondary Energy	GWh	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644	853	1,896	2,397	2,644
PV of KWh Benefit (B3)	10 ⁶ US\$	735	720	736	720	730	737	266	568	669	761
PV of Total Benefit (B) = (B1) + (B2) + (B3)	"	3,485	4,190	4,987	3,094	3,575	3,848	1,351	1,840	2,440	3,100
Construction Cost	10 ⁶ US\$	2,963	3,384	4,062	1,859	2,062	2,360	2,205	2,260	2,474	2,679
PV of Annual Cost (C)	"	2,939	3,284	3,768	1,837	2,030	2,321	2,291	2,348	2,557	2,758
Construction Cost per KW	US\$/KW	2,300	1,800	1,676	1,648	1,495	1,453	5,444	4,280	3,172	2,494
Construction Cost per KWh	milli/KWh	271	221	208	205	188	183	650	509	389	317
Benefit - Cost Ratio (B/C)	"	1.19	1.28	1.32	1.68	1.76	1.66	0.59	0.78	0.95	1.12
NPV (B-C)	10 ⁶ US\$	546	906	1,219	1,257	1,545	1,527	-940	-508	-117	342
Equivalent Annual Cost per KWh	milli/KWh	53.6	56.4	56.4	37.2	36.9	41.8	85.5	71.8	61.1	54.4

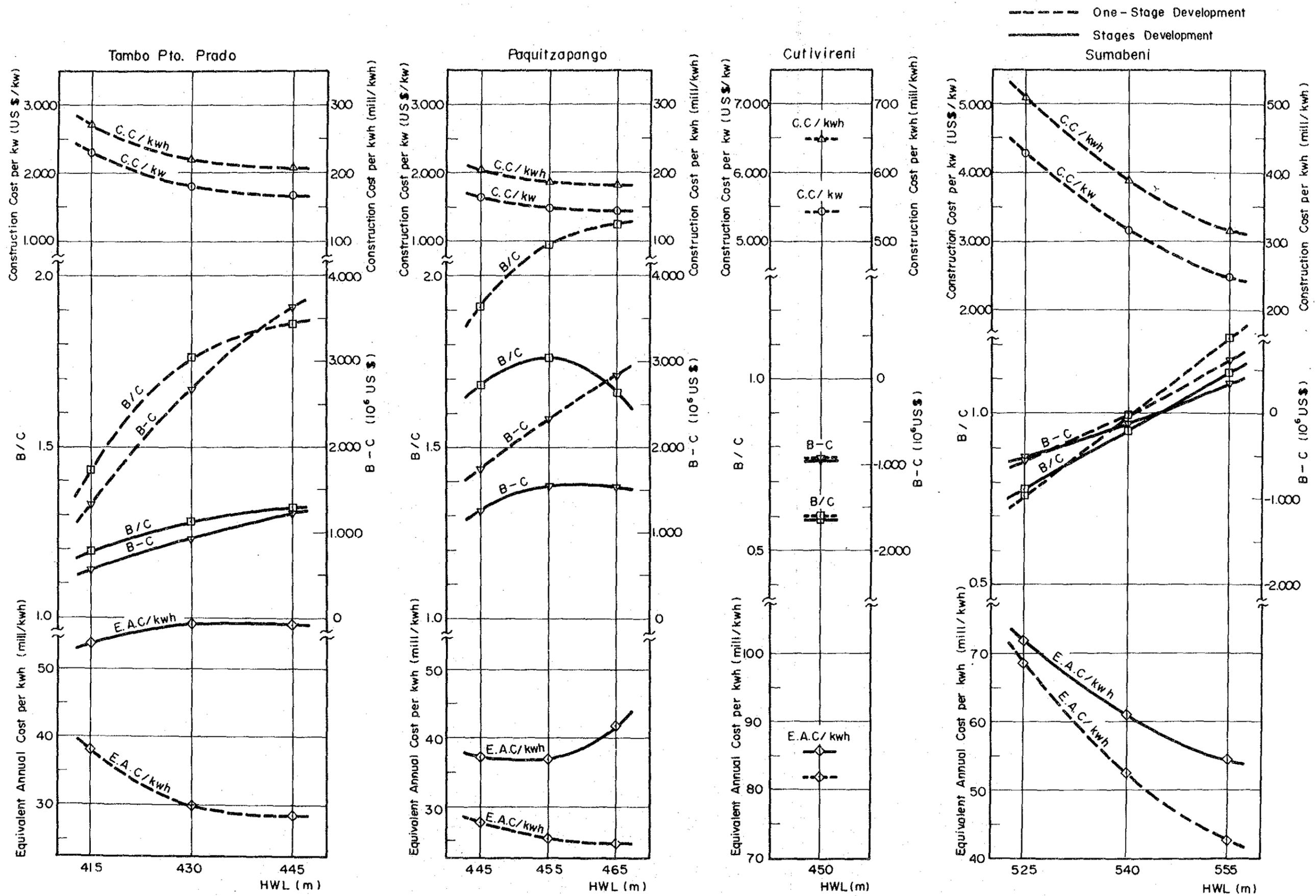


Fig. 4-1 Economic Evaluation on Each Project

Table 4-3 General Feature of Alternative Schemes

Item	Unit	(Scheme-1)		(Scheme-2)		(Scheme-3)		
		Tambo Pto. Prado + Sumabeni T445	Paquitzapango + Tambo Pto. Prado + Sumabeni P455	T335	S555	S555	T385	C450
STREAM FLOW								
Catchment Area	Km ²	126,100	104,500	126,100	98,290	98,290	126,100	102,100
Average Annual Runoff	10 ⁶ m ³	75,730	52,500	75,730	49,380	49,380	75,730	51,300
RESERVOIR								
Normal High Water Level	m	445	455	335	555	555	385	450
Total Storage Capacity	10 ⁶ m ³	24,200	17,000	600	12,000	12,000	4,600	7,500
Sedimentation Level	m	386	406	-	500	500	338	430
Low Water Level	m	403	423	-	517	517	355	447
Available Draw Down	m	42	32	-	38	38	30	3
Effective Storage Capacity	10 ⁶ m ³	16,600	10,600	-	6,900	6,900	3,000	800
DAM								
Type	-	Rockfill	Gravity	Gravity	Rockfill	Rockfill	Rockfill	Rockfill
Height	m	220	165	110	160	160	160	145
Volume	10 ⁶ m ³	37.0	2.2	1.3	31.0	31.0	12.0	12.0
POWER GENERATING								
Normal Intake Level	m	428	441	335	538	538	372	449
Tail Water Level	m	302	336	302	441	441	302	386
Normal Effective Head	m	116	103	30	95	95	54	60
Firm Discharge	m ³ /sec	1,798	1,157	1,631	978	978	1,549	585
Maximum Discharge	m ³ /sec	2,400	1,540	2,400	1,302	1,302	2,064	780
Installed Capacity	MW	2,424	1,379	620	1,074	1,074	968	405
Number of Units	-	12	7	10	6	6	8	3

Table 4-4 Economic Evaluation on Alternative Schemes

Item	Unit	One-Stage Development			Stages Development		
		7445+S555 (Scheme-1)	P455+T335+S555 (Scheme-2)	S555+T385+C450 (Scheme-3)	7445+S555 (Scheme-1)	P455+T335+S555 (Scheme-2)	S555+T385+C450 (Scheme-3)
Installed Capacity	MW	3,498	3,073	2,447	3,498	3,073	2,447
Annual Energy Production	GWh	28,960	24,820	19,904	28,960	24,820	19,904
Annual Available Energy	"	28,873	24,746	19,844	28,873	24,746	19,844
Dependable Capacity	MW	3,442	2,858	2,326	3,442	2,858	2,326
Effective Capacity	"	3,415	2,835	2,307	3,415	2,835	2,307
Present Value (PV) of KW Benefit (B1)	10 ⁶ US\$	5,445	4,520	3,678	3,212	2,907	2,523
Annual Firm Energy	GWh	24,714	20,677	17,892	16,738	14,581	12,547
PV of KWh Benefit (B2)	10 ⁶ US\$	4,926	4,121	3,566	1,989	1,835	1,672
Annual Secondary Energy	GWh	2,644	2,644	1,952	2,644	2,644	2,644
PV of KWh Benefit (B3)	10 ⁶ US\$	793	793	585	736	730	761
PV of Total Benefit (B) = (B1) + (B2) + (B3)	"	11,164	9,434	7,829	5,937	5,472	4,956
Construction Cost	10 ⁶ US\$	6,716	6,245	7,215	6,741	6,262	7,232
PV of Annual Cost (C)	"	6,993	6,502	7,512	4,886	4,325	5,332
Construction Cost per KW	US\$/KW	1,920	2,032	2,949	1,927	2,038	2,955
Construction Cost per KWh	mill/KWh	232	252	362	233	252	363
Benefit - Cost Ratio (B/C)	-	1.60	1.45	1.04	1.22	1.27	0.93
NPV (B-C)	10 ⁶ US\$	4,171	2,932	317	1,051	1,147	-376
Equivalent Annual Cost per KWh	mill/KWh	33.1	36.1	49.0	61.0	49.0	66.2

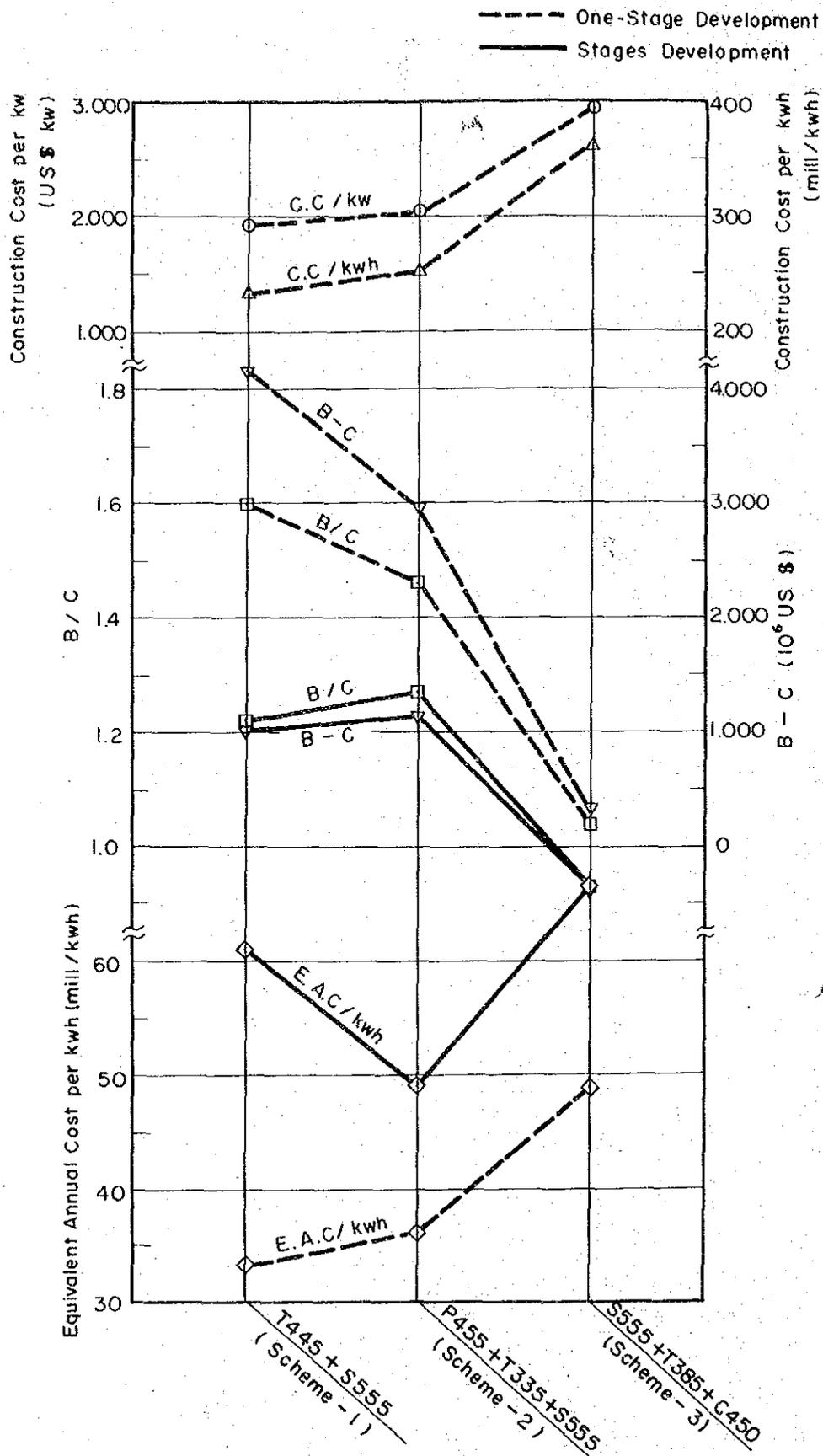


Fig. 4-2 Economic Evaluation on Alternative Schemes

Table 4-5(1) Installation Program and Generating Cost Flow of Alternative Schemes
Case T445 + S555 (Scheme-1)

Item	Year	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Peak Power Demand	MW	3,618	3,832	4,075	4,319	4,606	4,898	5,207	5,529	5,874	6,239	6,626
Energy Consumption	GWh	20,895	22,084	23,425	24,842	26,418	28,019	29,722	31,525	33,442	35,476	37,633
Incremental Energy Consumption from 1999	"	0	1,189	2,530	3,947	5,523	7,124	8,827	10,630	12,547	14,581	16,738
Installed Capacity (No. of Unit)	MW (-)	404 (T-2u)	358 (S-2u)	716 (S-4u)								
Total Installed Capacity	MW	404	404	808	1,212	1,616	2,020	2,424	2,828	3,232	3,636	4,040
Total Effective Capacity	"	401	401	802	1,203	1,604	1,999	2,350	2,750	3,150	3,550	3,950
Supply of the System	"	3,883	4,254	4,254	4,655	5,056	5,447	5,842	6,193	6,548	6,903	7,258
Reserve of the System	MW (%)	265 (7.3)	422 (11.0)	179 (4.4)	336 (7.8)	450 (9.8)	549 (11.2)	240 (4.6)	313 (5.7)	319 (5.4)	309 (5.0)	632 (9.5)
Annual Energy Production	GWh	3,542	3,542	3,542	7,083	10,624	14,166	17,501	20,836	24,171	27,506	30,841
Annual Available Energy (at Sending End)	"	3,531	3,531	3,531	7,062	10,592	14,124	17,448	20,772	24,107	27,431	30,756
Firm Energy	"	1,189	2,530	3,947	5,523	7,124	8,827	10,630	12,547	14,581	16,738	18,895
Secondary Energy	"	2,342	1,001	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644
Overflow	"	0	0	0	471	2,425	4,356	2,653	4,174	4,251	5,346	9,491
Annual Salable Energy (at Demand End)	"	3,284	3,284	3,284	6,130	7,595	9,084	10,668	12,345	14,128	16,019	18,025
Construction Cost	10 ⁶ US\$	2,858	2,858	265	367	141	306	2,524	155	155	155	155
Total Construction Cost	"	2,858	2,858	3,123	3,490	3,615	3,756	4,062	6,586	6,741	6,741	6,741
Annual Cost per kWh	mill/kWh	109.1	109.1	63.9	57.6	49.9	42.5	38.1	36.0	51.5	46.9	46.9

Table 4-5(2) Installation Program and Generating Cost Flow of Alternative Schemes
Case P455 + T335 + S555 (Scheme-2)

Item	Year	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Peak Power Demand	MW	3,618	3,832	4,075	4,319	4,606	4,898	5,207	5,529	5,874	6,239	6,626
Energy Consumption	GWh	20,895	22,084	23,425	24,842	26,418	28,019	29,722	31,525	33,442	35,476	37,633
Incremental Energy Consumption from 1999	"	0	1,189	2,530	3,947	5,523	7,124	8,827	10,630	12,547	14,581	16,738
Installed Capacity (No. of Unit)	MW (-)	394	394 (P-2u)	394	394 (P-2u)	394 (P-2u)	197 (P-1u)	620 (T-10u)	358 (S-2u)	358 (S-2u)	358 (S-2u)	358 (S-2u)
Total Installed Capacity	MW	394	394	788	788	1,182	1,379	1,999	2,357	2,715	3,073	3,073
Total Effective Capacity	"	391	391	782	782	1,164	1,328	1,844	2,199	2,579	2,835	2,835
Supply of the System	"	3,883	4,244	4,244	4,635	5,017	5,171	5,687	6,042	6,422	6,678	6,678
Reserve of the System	MW (%)	265 (7.3)	412 (10.8)	169 (4.1)	316 (7.3)	411 (8.9)	273 (5.6)	480 (9.2)	513 (9.3)	548 (9.3)	439 (7.0)	439 (7.0)
Annual Energy Production	GWh	3,454	3,454	3,454	6,908	10,121	10,960	15,830	18,969	22,328	24,820	24,820
Annual Available Energy (at Sending End)	"	3,444	3,444	3,444	6,887	10,091	10,927	15,783	18,912	22,261	24,746	24,746
Firm Energy	"	1,189	2,530	3,947	5,523	7,124	8,827	10,630	12,547	14,581	14,581	14,581
Secondary Energy	"	2,255	914	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644
Overflow	"	0	0	0	296	1,924	1,159	4,312	5,638	7,070	7,521	7,521
Annual Salable Energy (at Demand End)	"	3,203	3,203	3,203	6,130	7,595	9,084	10,668	12,345	14,128	16,019	16,019
Construction Cost	10 ⁶ US\$	1,659	1,659	1,735	76	288	39	1,500	2,545	79	76	76
Total Construction Cost	"	1,659	1,659	1,735	1,735	2,023	2,062	3,562	6,107	6,186	6,262	6,262
Annual Cost per kWh	mill/kWh	64.9	64.9	64.9	35.5	33.4	28.5	41.9	62.0	54.9	49.0	49.0

Table 4-5(3) Installation Program and Generating Cost Flow of Alternative Schemes
Case S555 + T385 + C450 (Scheme-3)

Item	Year	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Peak Power Demand	MW	3,618	3,832	4,075	4,319	4,606	4,898	5,207	5,529	5,874	6,239	6,626
Energy Consumption	GWh	20,895	22,084	23,425	24,842	26,418	28,019	29,722	31,525	33,442	35,476	37,633
Incremental Energy Consumption from 1999	"	0	1,189	2,530	3,947	5,523	7,124	8,827	10,630	12,547	14,581	16,738
Installed Capacity (No. of Unit)	MW (-)	358 (S-2u)	242 (T-2u)	484 (T-4u)	242 (T-2u)	405 (C-3u)						
Total Installed Capacity	MW	358	716	716	1,074	1,074	1,316	1,800	2,042	2,447		
Total Effective Capacity	"	355	710	710	1,013	1,253	1,733	1,968	2,307	2,307		
Supply of the System	"	3,883	4,208	4,563	4,563	4,866	5,096	5,576	5,811	6,150		
Reserve of the System	MW (%)	265 (7.3)	376 (9.8)	488 (12.0)	244 (5.6)	260 (5.6)	198 (4.0)	369 (7.1)	282 (5.1)	276 (4.7)		
Annual Energy Production	GWh	3,139	6,275	6,275	6,275	8,455	10,576	14,819	16,801	19,904		
Annual Available Energy (at Sending End)	"	3,130	6,256	6,256	6,256	8,430	10,544	14,775	16,751	19,844		
Firm Energy	"	1,189	2,530	2,530	3,947	5,523	7,124	8,827	10,630	12,547		
Secondary Energy	"	1,941	2,644	2,644	2,309	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644		
Overflow	"	0	1,082	1,082	0	263	776	3,304	3,477	4,653		
Annual Salable Energy (at Demand End)	"	2,911	4,812	4,812	5,818	7,595	9,084	10,668	12,345	14,128		
Construction Cost	10 ⁶ US\$	2,524	79	79	76	76	2,109	215	75	2,154		
Total Construction Cost	"	2,524	2,603	2,603	2,679	2,679	4,788	5,003	5,078	7,232		
Annual Cost per kWh	mill/kWh	108.7	67.8	67.8	56.1	44.2	66.1	58.8	51.6	64.2		

Table 4-6 General Feature of the Optimum Scheme

Item	Unit	Ene Paquitzapango	Tambo Pto. Prado	Ene Sumabeni
STREAM FLOW				
Catchment Area	Km ²	104,500	126,100	98,290
Average Annual Runoff	10 ⁶ m ³	52,500	75,730	49,380
RESERVOIR				
Normal High Water level	m	455	335	555
Total Storage Capacity	10 ⁶ m ³	17,000	600	12,000
Sedimentation Level	m	406	-	500
Low Water Level	m	423	-	517
Available Draw Down	m	32	-	38
Effective Storage Capacity	10 ⁶ m ³	10,600	-	6,900
DAM				
Type	-	Gravity	Gravity	Rockfill
Height	m	165	110	160
Volume	10 ⁶ m ³	2.2	1.3	31.0
POWER GENERATING				
Normal Intake Level	m	441	335	538
Tail Water Level	m	336	302	441
Normal Effective Head	m	103	30	95
Firm Discharge	m ³ /sec	1,157	1,631	978
Maximum Discharge	m ³ /sec	1,540	2,400	1,302
Installed Capacity	MW	1,379	620	1,074
Number of Units	-	7	10	6

Table 4-7 Economic Evaluation on the Optimum Scheme

Item	Unit	One-Stage Development				Stages Development			
		Ene Paquitzapango	Tambo 1) Pto. Prado	Ene Sumabeni	Total	Ene Paquitzapango	Tambo 1) Pto. Prado	Ene Sumabeni	Total
Installed Capacity	MW	1,379	620	1,074	3,073	1,379	620	1,074	3,073
Annual Energy Production	GWh	10,960	4,902	8,455	24,820	10,960	4,902	8,455	24,820
Annual Available Energy	"	10,927	4,887	8,430	24,746	10,927	4,887	8,430	24,746
Dependable Capacity	MW	1,339	520	1,021	2,858	1,339	520	1,021	2,858
Effective Capacity	"	1,328	516	1,013	2,835	1,328	516	1,013	2,835
Present Value (PV) of KW Benefit (B1)	10 ⁶ US\$	2,117	823	1,615	4,520	1,719	823	1,415	2,907
Annual Firm Energy	GWh	9,270	3,785	7,306	20,677	7,124	1,189	5,523	14,581
PV of KWh Benefit (B2)	10 ⁶ US\$	1,848	754	1,456	4,121	1,126	237	924	1,835
Annual Secondary Energy	GWh	1,657	1,102	1,124	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644
PV of KWh Benefit (B2)	10 ⁶ US\$	497	330	337	793	730	793	761	730
PV of Total Benefit (B) (B) = (B1) + (B2) + (B3)	"	4,462	1,907	3,408	9,434	3,575	1,853	3,100	5,472
Construction Cost	10 ⁶ US\$	2,052	1,500	2,673	6,262	2,062	1,500	2,679	6,262
PV of Annual Cost (C)	"	2,137	1,562	2,783	6,520	2,030	1,562	2,758	4,325
Construction Cost per KW	US\$/KW	1,488	2,419	2,489	2,038	1,495	2,419	2,494	2,038
Construction Cost per KWh	mill/KWh	187	306	316	252	188	306	317	252
Benefit-Cost Ratio (B/C)	-	2.09	1.22	1.22	1.45	1.76	1.19	1.12	1.27
NPV (B-C)	10 ⁶ US\$	2,325	345	625	2,914	1,545	291	342	1,147
Equivalent Annual Cost per KWh	mill/KWh	25.3	41.4	42.7	36.2	36.9	52.8	54.4	49.0

1) After completion of Ene Paquitzapango HML 455 m (P455)

Table 4-8 Construction Cost of the Optimum Scheme

Item	(Unit: 10 ⁶ US\$)			
	Ene Paquitzapango	Tambo Pto. Prado	Ene Sumabeni	Total
1. Preparation Works	122	53	123	298
2. Power Generating Facilities	821	847	1,266	2,934
2-1 Civil Works	582	584	1,030	2,196
(1) Care of River	276	300	430	1,006
(2) Dam	212	214	390	816
(3) Water Way	94	70	210	374
(4) Power Station				
2-2 Hydraulic Equipment	51	30	60	141
2-2 Electrical Equipment	149	193	116	458
2.4 Others	39	40	60	139
3. General Cost	82	42	110	234
3-1 Land and Compensation	23	7	7	37
3-2 Administration Cost	14	8	11	33
3-3 Engineering and Supervision Cost	14	8	12	34
3-4 Cost of Electric Power Construction	31	19	80	130
4. Contingency	130	115	201	446
Sub total (1 - 4)	1,155	1,057	1,700	3,912
5. Interest during Construction	471	431	776	1,678
Total (1 - 5)	1,626	1,488	2,476	5,590
6. Transmission Line	436	12	224	672
Grand Total	2,062	1,500	2,700	6,262

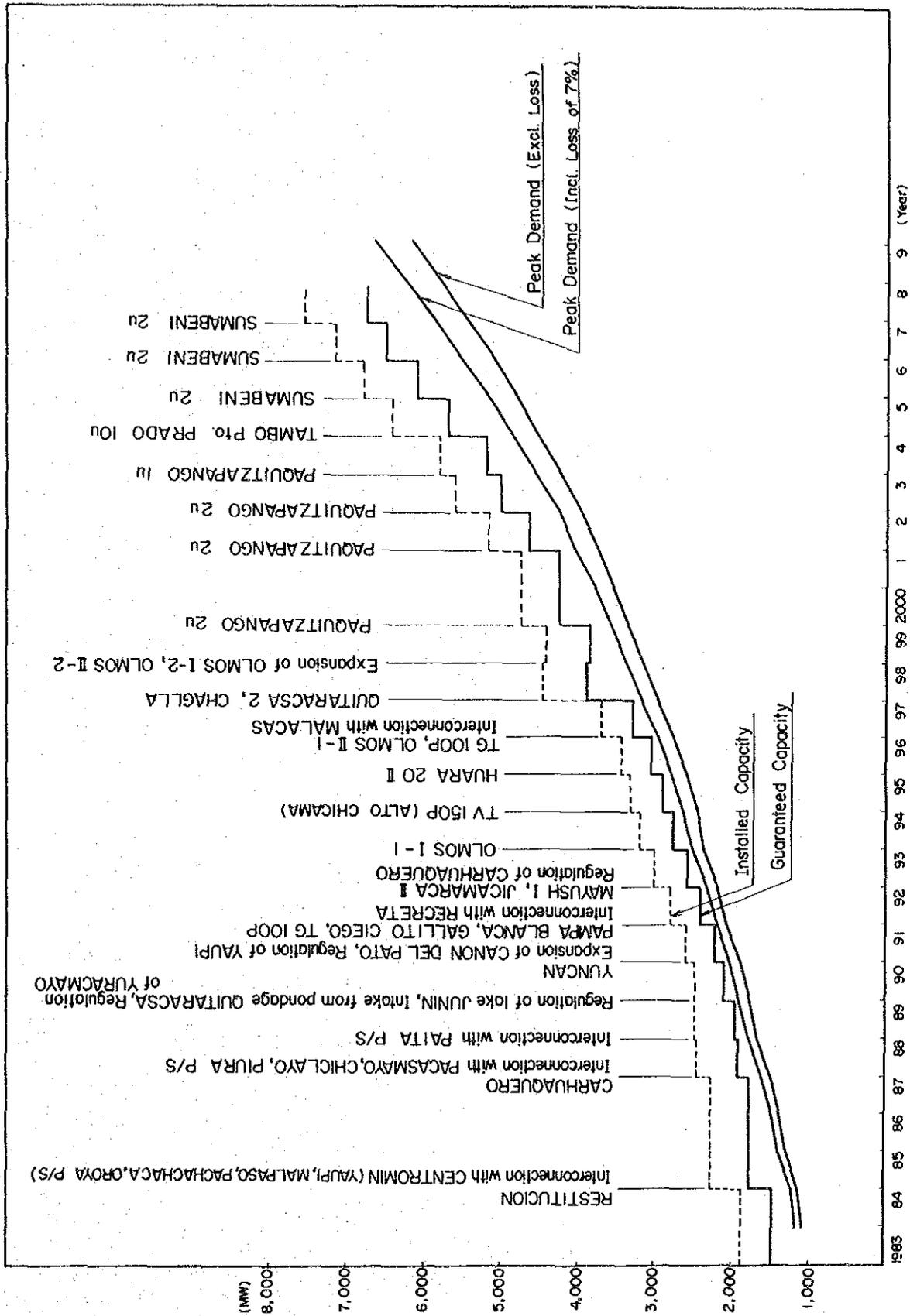


Fig. 4-3 Supply and Demand Balance of the Optimum Scheme

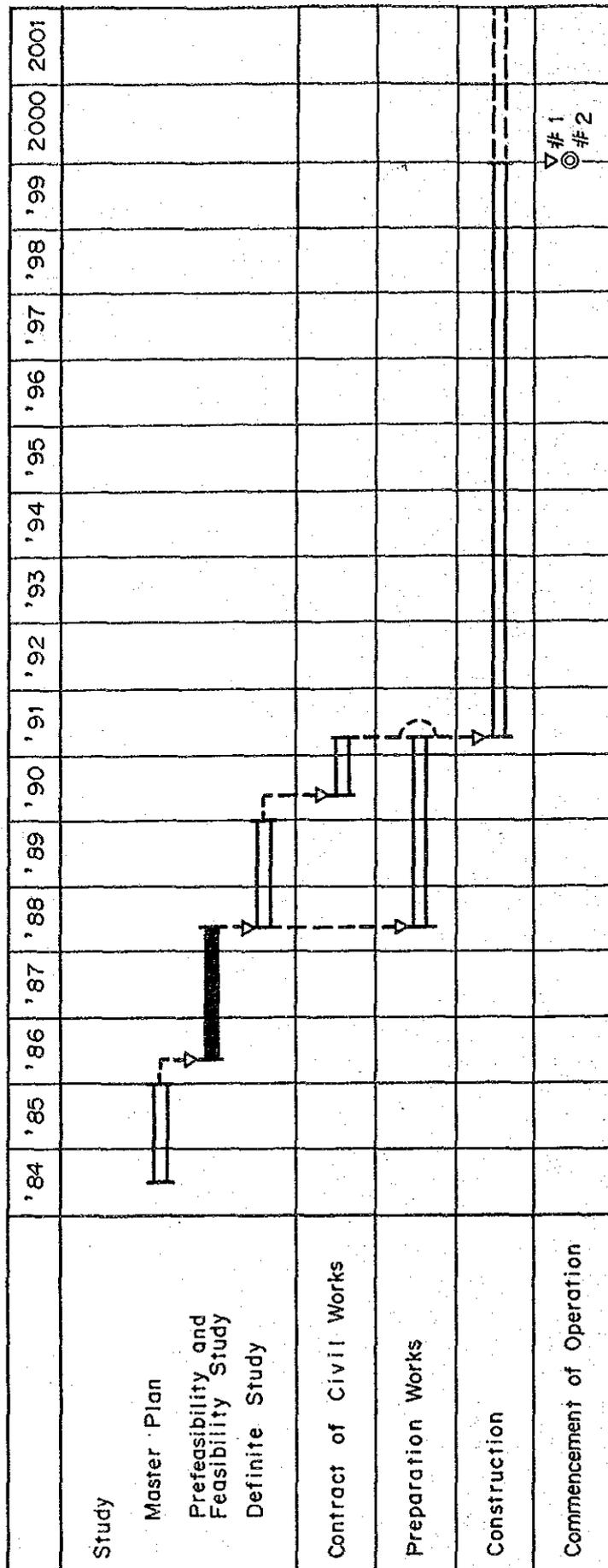


Fig. 4-5 Schedule of Ene Paquizapango Project

Table 4-9 Economic Cost of the Optimum Scheme

Unit: 10⁶US\$

Item	Ene Paquitzapango			Tambo Puerto Prado			Ene Sumabeni			Total		
	Foreign Currency	Local Currency	Total	Foreign Currency	Local Currency	Total	Foreign Currency	Local Currency	Total	Foreign Currency	Local Currency	Total
1 Preparation Works	0	85	85	0	37	37	0	86	86	0	208	208
2 Power Generating Facilities	402	258	660	429	256	685	588	412	1,000	1,419	926	2,345
2-1 Civil Works	213	238	451	216	236	452	412	385	797	841	859	1,700
(1) Care of River	109	104	213	119	113	232	171	162	333	399	379	778
(2) Dam	71	94	165	72	94	166	167	134	301	310	322	632
(3) Waterway												
(4) Power Station	33	40	73	25	29	54	74	89	163	132	158	290
2-2 Hydraulic Equipment	39	3	42	23	2	25	46	4	50	108	9	117
2-3 Electric Equipment	131	5	136	170	6	176	102	4	106	403	15	418
2-4 Others	19	12	31	20	12	32	28	19	47	67	43	110
3 General Cost	12	48	60	7	25	32	10	70	80	29	143	172
3-1 Land and Compensation	0	16	16	0	5	5	0	5	5	0	26	26
3-2 Administration Cost	1	9	10	1	5	6	1	7	8	3	21	24
3-3 Engineering and Supervision Cost	11	2	13	6	1	7	9	2	11	26	5	31
3-4 Cost of Electric Power for Construction	0	21	21	0	14	14	0	56	56	0	91	91
4 Contingency	43	57	100	44	44	88	72	83	155	159	184	343
5 Transmission Line	248	33	281	10	0	10	130	16	146	388	49	437
Grand Total	705	481	1,186	490	3,362	852	800	667	1,467	1,995	1,510	3,505

Table 4-10 Economic Cost Flow for the Optimum Scheme (Scheme-2) and Ene Paqitzapango Project

Unit: 10⁶uss

Year	Investment Cost			Operation and Maintenance Cost			Total	Energy at Demand		Benefit		Income	
	P-455	T-335	S-555	P-455	T-335	S-555		Scheme-2	P-455	Scheme-2	Scheme-2		P-455
1992	163	0	0	0	0	0	163	0	0	0	0	0	
93	116	0	0	0	0	0	116	0	0	0	0	0	
94	42	0	0	0	0	0	42	0	0	0	0	0	
95	80	0	0	0	0	0	80	0	0	0	0	0	
96	58	0	0	0	0	0	58	0	0	0	0	0	
97	75	81	165	0	0	0	321	0	0	0	0	0	
98	122	84	128	334	0	0	334	0	0	0	0	0	
99	141	82	132	355	0	0	355	0	0	0	0	0	
2000	129	30	50	209	1.7	0	210.7	3,203	3,203	48.5	155.3	155.3	
01	70	80	128	278	1.7	0	279.7	3,203	3,203	48.5	155.3	155.3	
02	89	82	114	285	3.4	0	288.4	6,130	6,130	48.5	297.3	297.3	
03	89	173	131	393	5.1	0	398.1	7,595	7,595	48.5	368.4	368.4	
04	12	80	169	261	5.9	0	266.9	9,084	9,084	48.5	440.6	440.6	
05	0	160	189	349	5.9	4.3	359.2	10,668	9,084	48.5	517.4	440.6	
06	0	0	193	193	4.3	2.4	205.6	12,345	9,084	48.5	598.7	440.6	
07	0	0	44	44	5.9	3.7	57.9	14,128	9,084	48.5	685.2	440.6	
08	0	0	24	24	5.9	4.3	41.5	16,019	9,084	48.5	776.9	440.6	
09	0	0	0	0	5.9	4.3	17.5	16,019	9,084	48.5	776.9	440.6	
10	0	0	0	0	5.9	4.3	17.5	16,019	9,084	48.5	776.9	440.6	
2020	0	0	0	0	5.9	4.3	17.5	16,019	9,084	48.5	776.9	440.6	
21	0	0	0	0	5.9	4.3	17.5	16,019	9,084	48.5	776.9	440.6	
22	0	0	0	0	5.9	4.3	17.5	16,019	9,084	48.5	776.9	440.6	
23	55.2	0	0	55.2	7.3	7.3	72.7	16,019	9,084	48.5	776.9	440.6	
24	71.9	0	0	71.9	7.3	7.3	89.4	16,019	9,084	48.5	776.9	440.6	
25	85.4	0	0	85.4	7.3	7.3	102.9	16,019	9,084	48.5	776.9	440.6	
26	65.7	0	0	65.7	7.3	7.3	83.2	16,019	9,084	48.5	776.9	440.6	
27	79.4	17.8	0	97.2	7.3	7.3	114.7	16,019	9,084	48.5	776.9	440.6	
28	81.2	99.5	7.5	188.2	7.3	7.3	205.7	16,019	9,084	48.5	776.9	440.6	
29	7.4	11.5	56.8	75.7	7.3	7.3	93.2	16,019	9,084	48.5	776.9	440.6	
30	0	81.8	76.6	158.4	7.3	7.3	175.9	16,019	9,084	48.5	776.9	440.6	
31	0	0	104.1	104.1	7.3	7.3	121.6	16,019	9,084	48.5	776.9	440.6	
32	0	0	35.3	35.3	7.3	7.3	52.8	16,019	9,084	48.5	776.9	440.6	
33	0	0	15.8	15.8	7.3	7.3	33.3	16,019	9,084	48.5	776.9	440.6	
34	0	0	0	0	7.3	7.3	17.5	16,019	9,084	48.5	776.9	440.6	
35	0	0	0	0	7.3	7.3	17.5	16,019	9,084	48.5	776.9	440.6	
2048	0	0	0	0	5.9	4.3	17.5	16,019	9,084	48.5	776.9	440.6	
49	0	0	0	0	5.9	4.3	17.5	16,019	9,084	48.5	776.9	440.6	
50	0	0	0	0	4.2	7.3	15.8	12,816	5,881	48.5	621.6	285.2	
51	0	0	0	0	4.2	7.3	15.8	12,816	5,881	48.5	621.6	285.2	
52	0	0	0	0	2.5	7.3	13.8	9,889	5,881	48.5	479.6	183.3	
53	0	0	0	0	0.8	7.3	12.4	8,424	5,881	48.5	479.6	183.3	
54	0	0	0	0	0	7.3	11.6	6,935	1,489	48.5	408.6	72.2	
55	0	0	0	0	0	7.3	7.3	5,351	0	48.5	336.3	0	
56	0	0	0	0	0	4.9	4.9	3,674	0	48.5	259.5	0	
57	0	0	0	0	0	3.6	3.6	1,891	0	48.5	178.2	0	
58	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	91.7	0	

第5章 送 変 電 計 画

第5章 送 変 電 計 画

5.1 目 的

本計画では Ene川および Tambo川に建設される Ene Paquitzapango、Tambo Puerto Prado およびEne Sumabeniの各発電所の発生電力をLima市を中心とした中北部電力系統に連系する為の送変電設備を検討、立案するものである。本送電線ルートは経過地の標高差が大きく発電所地点の標高約 500mから最高標高約 5,000mの Andes山脈を横断することになること、また、亘長も最大約 380kmに達する長距離となる為系統安定度計算も含めた検討を行う。

5.2 送変電計画の検討

(1) 現在ペルー国で採用している送電線の最高電圧は 220KVであるが、本計画送電線の電圧としては亘長、安定度上の限界送電容量より 220KVでは送電容量が不足となる。従ってこれに対応する為今回のMaster Plan段階での概略検討においては、ELECTROPERU が将来の幹線電圧として計画している 500KVを採用することとする。

(2) 送電線設備は、定常時に送電可能な設備とし経済性を計るべく電圧 500KV、1 回線鉄塔とした。

(3) Lima側の受電変電所は次の 2 地点を考えた。

(a) Lima市南部の既設San Juan変電所 (220KV) に 500KV変電所を新設する。

(b) Lima市北部にELECTROPERU が計画しているZapallal変電所 (1994年運開予定、当初220KV) に 500KV変電所を新設する。

これらの変電所は最大需要地であるLima市郊外の南北に位置し、系統の安定ならびに南北系統への供給を考えると 2 地点に分割することは妥当であると思慮される。なお、これらの変電所地点はELECTROPERU の長期計画とも合致している。

(4) 本計画の送電線ルートはEne Paquitzapango およびTambo Puerto Pradoの両発電所送電線とEne Sumabeni発電所用送電線に大別され、それぞれ別ルートによりLima地区に連系する。Fig. 5 - 1 に概略ルート図を示す。

5.3 検討結果

策定された送変電設備は次の通りである。

5.3.1 送電設備

項目	区間 Ene Paquitzapango P.S. ~ Tambo Puerto Prado P.S. ~ San Ramon S.Y.	San Ramon S.Y. ~ Lima側S.S. (Zapallal S.S. San Juan S.S.)	Ene Sumabeni P.S ~ San Juan S.S.	Zapallal S.S. ~ San Juan S.S.
電 圧	500KV	500KV	500KV	500KV
回 線 数	1 cct, 2ルート	1 cct, 2ルート	1 cct, 1ルート	1 cct, 1ルート
電 線	410 [□] ACSR×4 導体	410 [□] ACSR×4 導体	410 [□] ACSR×4 導体	410 [□] ACSR×4 導体
亘 長	約 210km	約 260km	約 380km	約 55 km

5.3.2 変電設備

下記の変電所を設けることとした。

- (a) San Ramon 系統開閉所 (500KV)
- (b) Zapallal変電所 (500KV)
- (c) San Juan変電所 (500KV)

5.3.3 概算工事費

本Master Plan Study において推定した上記送変電設備の概算工事費は、Ene Paquit zapango 線 436×10^6 US\$, Tambo Puerto Prado線 12×10^6 US\$ および Ene Sumabeni線 224×10^6 US\$, 合計 672×10^6 US\$ となる。

5.3.4 今後の問題点

本計画で立案される送電線の最大の問題点は長距離であることと同時に経過地として標高 5,000m級の Andes山脈の横断が避けられないことである。

本Master Plan においての計画設備は 500KV電圧を考えているが 500KVでのこの様な高標高設計は世界にも例が無い。したがって次段階のStudy においては高標高地域の絶縁設計、対コロナ対策等の設計条件、適正送変電設備ならびに送電線ルートを含めた詳細検討が必要である。

5.4 系統計算

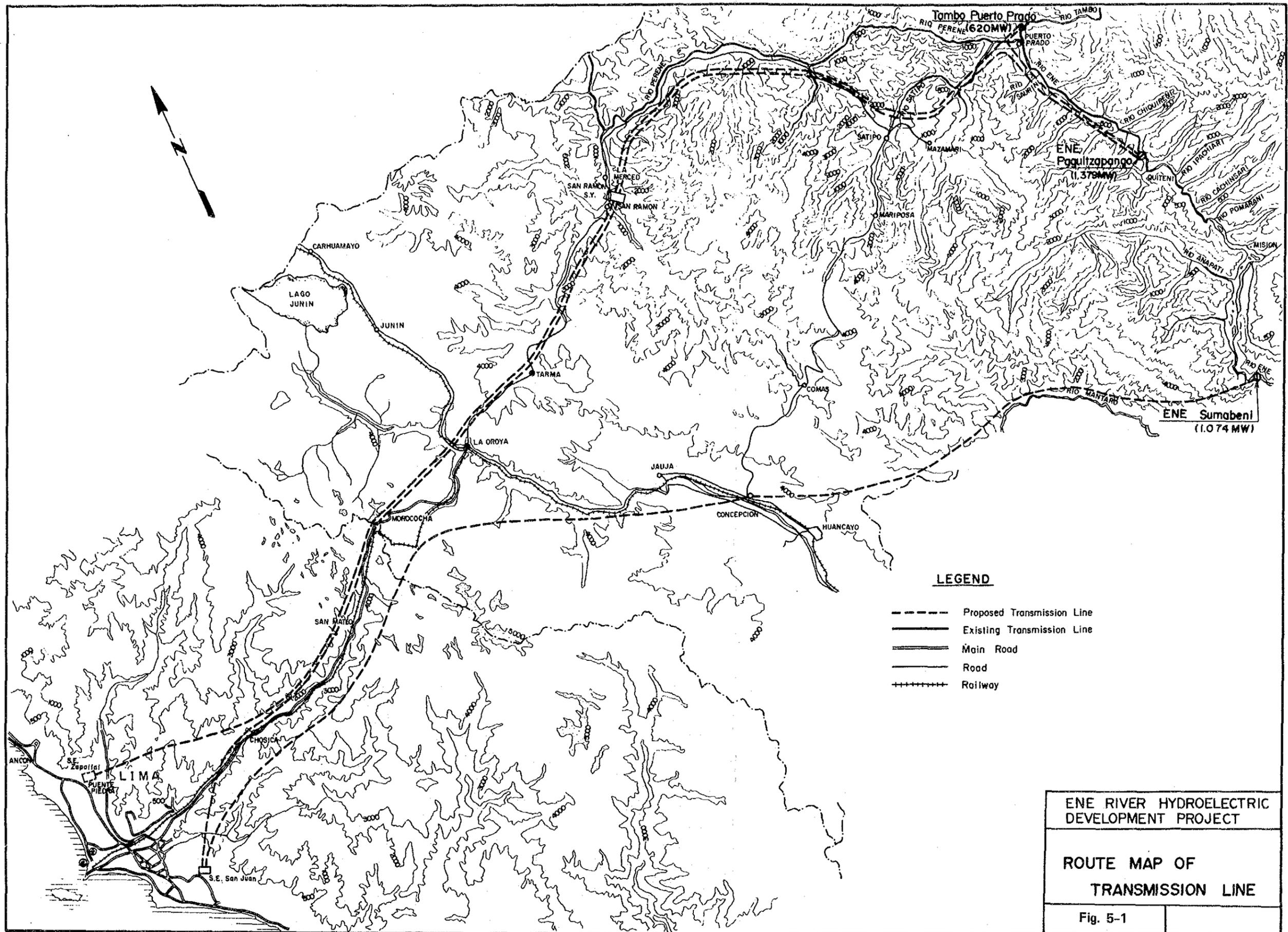
5.4.1 計算の前提条件

Ene川計画に係る送変電計画の為の電力系統解析は、Ene Paquitzapango 発電所の全機が運開する2004年時点とTambo Puerto PradoおよびEne Sumabeni発電所も含めた全ての発電所が運開する2008年を検討対象年とした。

5.4.2 計算結果

電算機による計算の結果、2004年および2008年時点共系統上安定である。

なお、今回のMaster Plan 段階では計画した送電系統の安定に対する見極めを主点としており、次段階のStudy において詳細な検討が必要である。



ENE RIVER HYDROELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT	
ROUTE MAP OF TRANSMISSION LINE	
Fig. 5-1	

八下... 川水力発電開発計画 調査報告書 (要約) 85 12 国協協力事業団

709
643
MPN